

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ технологий разработки нефтяных оторочек с применением горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.243.24 (571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Давыдкин Р.В.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Т.Г	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Давыдкин Р.В.

Тема работы:

Анализ технологий разработки нефтяных оторочек с применением горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 № 59-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	4.06.2020
--	-----------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</i>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<i>Анализ опыта разработки месторождения А (север Тюменской области)</i> <i>Анализ опыта разработки Новопортовского месторождения (ЯМАЛ)</i> <i>Пример разработки нефтяной оторочки проекта «Тазовский» (ЯНАО)</i> <i>Пример разработки оторочки месторождения Яро-Яхинское</i> <i>Пример разработки Песцового месторождения (ЯНАО)</i> <i>Характеристика нефтяных оторочек</i> <i>Особенности разработки нефтяных оторочек</i> <i>Расчет дебита горизонтальной скважины на примере месторождения Х</i> <i>Методы расчета критических дебитов для вертикальных и горизонтальных скважин</i> <i>Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции</i>

	<p>ресурсоэффективности и ресурсосбережения.  Планирование научно-исследовательских работ  Влияние применения горизонтальных скважин на  эффективность разработки месторождений с  нефтяными оторочками  Правовые и организационные вопросы обеспечения  безопасности  Экологическая безопасность</p>
--	---

### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Анализ мировых и российский подходов к разработке нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений	старший преподаватель Пулькина Н.Э.
2. Анализ опыта разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами в Западной Сибири	
3. Характеристика объекта и расчет оптимального стартового дебита на примере месторождения X	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	доцент Трубченко Т.Г
5. Социальная ответственность	ассистент Сечин А.А.

### Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Анализ мировых и российский подходов к разработке нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений
2. Анализ опыта разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами в Западной Сибири
3. Характеристика объекта и расчет оптимального стартового дебита на примере месторождения X
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2.03.2020
--	-----------

### Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф. -м.н		
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			2.03.2020

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Давыдкин Р.В.		2.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования Бакалавр  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения Весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	4.06.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.04.2020	<i>Анализ мировых и российский подходов к разработке нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений</i>	25
20.04.2020	<i>Анализ опыта разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами в Западной Сибири</i>	25
10.05.2020	<i>Характеристика объекта и расчет оптимального стартового дебита на примере месторождения X</i>	20
01.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
08.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			

**СОГЛАСОВАНО:**

**РУКОВОДИТЕЛЬ ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			2.03.2020

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, 29 рисунков и 21 таблицу, 21 источник.

Ключевые слова: нефтяная оторочка, горизонтальная скважина, критический дебит, конусообразование.

Объектом исследования являются нефтяные оторочки нефтегазовых месторождений.

Цель работы – анализ эффективности разработки нефтяных оторочек с использованием передовых технологий.

В рамках проведения исследования изучен российский и мировой опыт разработки нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений и эффективность их разработки горизонтальными скважинами.

В работе дана геолого-физическая характеристика нефтяных оторочек и описаны основные теоретические подходы к их разработке.

Ключевым параметром, определяющим эффективность разработки оторочек, является критический дебит, который позволяет избежать процесса конусообразования.

Как показывают расчеты, максимально допустимый дебит для горизонтальных скважин в 8 раз выше по сравнению с наклонно-направленными скважинами. При этом горизонтальные скважины имеют больший радиус дренирования, что позволяет добиваться более высокой рентабельности и увеличивать КИН на месторождениях.

Подход к разработке нефтяных оторочек требует предварительных детальных расчетов, для того чтобы избежать преждевременных прорывов воды или газа и продлить срок эксплуатации скважин.

При этом важно принимать во внимание, что все геологические риски могут негативно повлиять на процесс разработки и требуют более детального изучения.

## **Обозначения и сокращения**

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ЭЦН – электрические центробежные насосы

ППД – поддержание пластового давления

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ВНК – водонефтяной контакт

ПНГ – попутный нефтяной газ

НДС – налог на добавленную стоимость

НДД – налог на добавленный доход

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПЗП – призабойная зона пласта

ГРП – гидравлический разрыв пласта

РФ – Российская Федерация

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ВНК – водо-нефтяной контакт

ЛА – ликвидация аварии

МОП – межочистной период

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ГС – горизонтальная скважина

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

КРС – капитальный ремонт скважин



## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 Анализ мировых и российских подходов к разработке нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений	13
2 Анализ опыта разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами в Западной Сибири	22
2.1 Анализ опыта разработки месторождения А (север Тюменской области)	23
2.2 Анализ опыта разработки Новопортовского месторождения (ЯМАЛ)	27
2.3 Пример разработки нефтяной оторочки проекта «Тазовский» (ЯНАО)	32
2.4 Пример разработки оторочки месторождения «Яро-Яхинское»	35
2.5 Пример разработки Песцового месторождения (ЯНАО)	37
3 Характеристика объекта и расчет оптимального стартового дебита на примере месторождения Х	40
3.1 Характеристика нефтяных оторочек	40
3.2 Особенности разработки нефтяных оторочек	42
3.2.1 Факторы, влияющие на разработку нефтяных оторочек	42
3.2.2 Конусообразование	44
3.2.3 Способы разработки залежей с нефтяными оторочками	50
3.2.4 Нетрадиционные методы разработки нефтяных оторочек	50
3.3 Расчет дебита горизонтальной скважине на примере месторождения Х	57
3.3.1 Методы расчета критических дебитов для вертикальных и горизонтальных скважин	57
3.3.2 Оценка эффективности разработки нефтяных оторочек при помощи горизонтальных скважин на примере месторождения Х	60
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	62

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	62
4.2 Анализ конкурентных технических решений	62
4.3 SWOT-анализ	63
4.3 Планирование научно-исследовательских работ	65
4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования	65
4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ	66
4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	70
4.4.1 Расчёт материальных затрат НТИ	70
4.4.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ	70
4.4.3 Расчет амортизационных отчислений	70
4.4.4 Основная заработная плата исполнителей	71
4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	72
4.4.6 Накладные расходы	73
4.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	73
4.5 Влияние применения горизонтальных скважин на эффективность разработки месторождений с нефтяными оторочками	75
4.5.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи	75
4.5.2 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи	76
5 Социальная ответственность	85
5.1 Общие сведения о месторождении	85
5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
5.3 Производственная безопасность	86
5.4 Экологическая безопасность	90
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
Заключение	97
Список используемых источников	98

## Введение

В настоящий момент происходит снижение доли традиционных запасов, которые не требуют специальных технологических решений. С каждым годом недропользователям требуется находить новые подходы к разработке уже открытых месторождений, для того чтобы обеспечивать необходимый уровень добычи нефти.

В связи с этим в последнее время повышенное внимание стало уделяться месторождения, на котором имеются запасы в нефтяных оторочках. В первую очередь это связано с переходом от наклонно-направленного бурения к горизонтальному, позволяющему оптимально размещать ствол скважины, добиваться более высокой продуктивности и работать с дебитом нефти ниже критического.

Основная проблема разработки нефтяных оторочек – процесс конусообразования, который приводит к снижению доли нефти в добываемом потоке, а также к снижению продуктивности скважины за счет снижения фазовой проницаемости при наличии нескольких типов флюида в призабойной зоне пласта.

В рамках работы выполнен скрининг российского и мирового опыта разработки нефтяных оторочек, по итогам которого сделан вывод о необходимости использования горизонтальных скважин.

Также в работе рассмотрена теоретическая составляющая процесса конусообразования и выполнены расчеты по обоснованию критического дебита нефти для месторождения А.

**Объектом исследования** данной работы являются нефтяные оторочки нефтегазовых месторождений.

**Предметом исследования** данной работы является применение технологии горизонтального бурения для повышения рентабельности разработки нефтяных оторочек.

**Цель работы** – анализ эффективности разработки нефтяных оторочек с использованием передовых технологий.

В ходе работы доказывается обоснованность применения горизонтального бурения за счет повышения продуктивности скважин и увеличения времени конусообразования.

В рамках выполнения работы решены следующие **задачи**:

1. Характеристика оторочек, выделение основных проблем и подходов к разработке.
2. Анализ эффективности разработки оторочек в Западной Сибири
3. Расчет оптимального типа скважин и дебита нефтяных оторочек.

## 1 Анализ мировых и российских подходов к разработке нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений

Вопрос оптимальной разработки нефтяных оторочек уже давно является актуальным для нефтедобывающих компаний. По мере выработки традиционных запасов растет доля более сложных, к которым относятся нефтяные оторочки.

Их разработка осложняется прорывами газа и воды, требованиями по контролю депрессии, невозможностью проведения методов интенсификации.

Для того чтобы подобрать оптимальную систему разработки необходимо изучить передовой опыт применяемых в мире технологий.

Автор (С.В. Колбиков) в своей работе описывает проблематику разработки нефтяных оторочек. [1]

Серьезная проблема, связанная с разработкой нефтегазоконденсатных месторождений с маломощными нефтяными оторочками, заключается в низких коэффициентах извлечения нефти. Низкая нефтеотдача обусловлена быстрым образованием конусов воды и газа, приводящих к резкому снижению дебитов нефти и накопленной добычи на скважину. Одной из основных причин низкой эффективности разработки оторочек – запасы нефти приходятся большей частью на переходные по насыщенности зоны при низких проницаемостях и толщинах, соизмеримых с переходной зоной.

Факторы, влияющие на разработку нефтяных оторочек, можно классифицировать по группам:

- Геолого-физические (фильтрационно-емкостные свойства, свойства пластового флюида, соотношения занимаемых объемов водяной, нефтяной и газовых частей).
- Технологические (типы заканчивания скважин, плотность сетки скважин, поддержание пластового давления).
- Экономические (Чистый дисконтированный доход, налоги, льготы). Рассмотрим более подробно каждую из этих групп.

Из результатов анализа следует:

- Эффективность разработки нефтяных оторочек существенно зависит от их толщины, неоднородности и ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства). В связи с этим, при проектировании необходимо уменьшать неопределенность этих параметров.
- Правильный учет капиллярных сил в пластовых условиях позволяет точнее оценивать запасы и накопленную добычу нефти на скважину, КИН.
- Использование горизонтальных скважин для разработки оторочки нефти позволяет существенно увеличить КИН. Чем тоньше оторочка, тем больше эффект увеличения КИН, но меньше экономическая эффективность.
- При определенных условиях одновременная разработка нефтяных оторочек и газовых шапок способствует более высоким коэффициентам нефтеотдачи.

В работе «Способы повышения нефтеотдачи тонких подгазовых оторочек высоковязкой нефти» авторы (В.В. Васильев, Н.Н. Иванцов, К.Г. Лапин, А.В. Аржиловский, К.В. Торопов) описали проблему прорыва газа из газовой шапки к эксплуатационным скважинам. [2]

Основной задачей при разработке тонкой подгазовой оторочки нефти является интенсификация добычи нефти с одновременной профилактикой образования конуса газа. Ее решение позволит продлить срок стабильной работы скважин и существенно увеличить нефтеотдачу. Задача особенно актуальна для оторочек высоковязкой нефти, так как относительная подвижность газа существенно выше, чем подвижность нефти, что создает условия для его быстрого прорыва. В коллекторах с высоковязкой нефтью это нередко приводит к полному прекращению ее фильтрации.

В данной статье рассматриваются потенциально эффективные подходы к разработке тонких подгазовых оторочек высоковязкой нефти: секционное заканчивание скважины и применение устройств контроля притока (УКП); ограничение депрессии на пласт; использование гибкого

режима управления работой скважин; закачка в нагнетательные скважины до начала работы добывающих; уплотнение сетки скважин; добыча газа из газовой шапки для профилактики конусообразования. В совокупности эти решения можно рассматривать как новую комплексную технологию разработки подгазовых оторочек. [3]

Результаты расчетов показывают, что применение комплексной технологии значительно повышает перспективы успешной эксплуатации маломощных подгазовых оторочек высоковязкой нефти в условиях высокой геологической неоднородности. Реализация технологии позволяет разрабатывать оторочки, когда расстояние от ствола нефтяной скважины до газовой шапки составляет 5–15 м, в том числе при наличии частичных перемычек вблизи газонефтяного контакта. В том или ином масштабе технология может быть применена на этапе как проектирования, так и оптимизации разработки большого числа подгазовых оторочек высоковязкой нефти. Следует отметить, что предложенная технология подразумевает добычу газа в значительных объемах. Этот газ может использоваться для собственных нужд, например, для генерации электроэнергии, продаваться, применяться при внедрении энергоемких методов увеличения КИН, в частности, тепловых методов воздействия на пласт, что актуально для месторождений высоковязкой нефти. [4]

В работе «Применение горизонтальных скважин со сложным заканчиванием как один из способов эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти тонких подгазовых оторочек с подошвенной водой авторы (Язьков А.В., Кудрин П.А., Поушев А.В., Нероденко Д.Г., Миникаев Ф.М., Милушкин А.М описали опыт применения горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири. [5]

Работа посвящена эффективным походам к маломощным подгазовым оторочкам и предполагается применение горизонтальных скважин для борьбы с конусообразованием.

Проработаны инфраструктурные решения для обеспечения

оптимального сбора и подготовки всей добываемой продукции, как газоконденсатных так, и многофункциональных скважин.

Представлен способ повышения коэффициента извлечения нефти нефтяной оторочки с помощью организации управляемого внутрискважинного безкомпрессорного газлифта в многофункциональных скважинах с помощью сложных компоновок заканчивания с клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

Интегрированный подход к разработкам оторочек описывается авторами (Д.А. Сугаипов, О. С. Ушмаев, М. В. Федоров, в статье «Интегрированный подход к разработке маломощных нефтяных оторочек в Западной Сибири». [6])

Целью работы является представление опыта компании ПАО «Газпромнефть» в части разработки нефтяных оторочек и сформированной на его основе стратегии по вовлечению в экономически рентабельную разработку такого типа запасов углеводородов. В работе рассматриваются различные подходы, такие как истощение, закачка газа и воды в нефтяную оторочку, обратная закачка в газовую шапку добываемого попутного нефтяного газа из оторочки, одновременная добыча нефти и газа и т.д. Приводятся практические примеры по принятию управленческих и технологических решений при решении различных задач по разработке нефтяных оторочек с целью максимизации экономической эффективности проектов и формируются основные рекомендации.

В качестве выводов делаются заключения о том, что одним из ключевых драйверов успешности разработки нефтяных оторочек является комплексный подход по управлению разработкой. Приводится вывод, что успешная разработка таких залежей возможна при условии монетизации всей углеводородной продукции. В работе отмечается, что, учитывая значительные объемы строительства, технологические риски и долгосрочность проектов, для успешной реализации проектов по разработке нефтяных оторочек требуется ясная, продолжительная и стабильная



налоговая государственная политика в отношении компаний, занимающихся развитием ресурсной базы таких запасов углеводородов.

Основные решения в части разработки нефтяных оторочек в компании «Газпромнефть»:

- бурение длинных горизонтальных скважин, многозабойных и многоствольных скважин;
- работа скважин на начальном этапе на режиме фонтанирования (для легких нефтей) с переводом на электроприводные центробежные насосы (ЭЦН) с ростом обводненности или переводом на добычу газа при росте газового фактора;
- обратная закачка газа в газовую шапку оторочек легкой нефти с целью поддержания пластового давления;
- организация поддержания пластового давления (ППД) на воду для оторочек тяжелой нефти;
- организация ППД сухим газом для оторочек легкой нефти;
- организация смешивающегося вытеснения нефти жирным газом.

*Международные практики разработки месторождений с нефтяными оторочками*

В части заканчиваний скважин одним из успешных проектов по разработке нефтяных оторочек можно назвать месторождение Troll (Норвегия), на котором присутствует три блока, различающиеся значением нефтенасыщенных толщин. Разработка месторождения начиналась с разбуривания блока с диапазоном нефтенасыщенных толщин 22-26 метров скважинами с длиной горизонтального участка 600 метров. Разбуривание блока с нефтенасыщенными толщинами порядка 4 метров проводилось уже многоствольными скважинами с длиной горизонтального участка до 6000 метров. [7]

На месторождении Oseberg, расположенном в Северном море, относительно небольшая по объему газовая шапка, также залежь литологические экранирована со стороны водонефтяного контакта (ВНК).

Разработка производится с применением закачки газа с целью поддержания пластового давления и максимизации конденсатоотдачи. В зонах с высокой расчлененностью и низкими нефтенасыщенными толщами применяются многоствольные скважины.

На месторождении Northeast Hallsville (США) применяется барьерное заводнение с применением полимеров, что обусловлено высоким этажом нефтеносности – более 100 м, а также малой долей запасов нефти – порядка 90% запасов нефти сосредоточены за периметром газовой шапки.

В части технологий добычи распространено применение газлифта, как естественного, так и искусственного. На месторождении Troll часть нефтяных скважин оборудуется управляемой компоновкой для регулирования расхода газа из перфорированной газовой шапки для обеспечения раннего периода работы скважин с входной обводненностью 20-40% до прорыва свободного газа из газовой шапки [8].

Сравнение фильтрационно-емкостных свойств основного пласта НП<sub>4</sub> с нефтяной оторочкой Новопортовского месторождения (ЯМАЛ) с фильтрационно-емкостными свойствами рассмотренных выше оторочек приведено на рисунке 1.1.

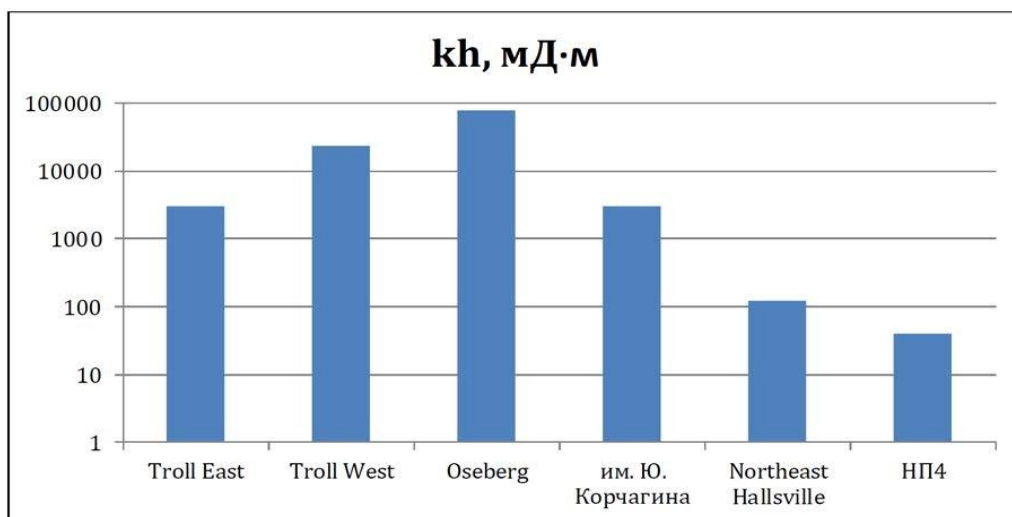


Рисунок 1.1 – Сравнение ФЕС НП<sub>4</sub> с ФЕС других нефтяных оторочек

Для определения оптимальных параметров разработки проведен анализа подбора параметров, описанный в работе «Метод определения

оптимальных параметров системы разработки газонефтяных зон нефтяных оторочек» (М.М. Хасанов, О.С. Ушмаев, Д.А. Самоловов, В.В. Овчаров, Д.Н. Дмитрук, Т.Н. Тимофеева, Ц.В. Анджукаев). [9]

Работа посвящена оценке рентабельных толщин при разработке нефтяных оторочек и нефтяных пластов с массивной газовой шапкой. Для выполнения такой оценки построена аналитическая технико-экономическая модель разработки пласта с газовой шапкой рядами горизонтальных скважин. Полученная модель позволяет в явном виде выразить зависимость экономического эффекта (NPV) от длины горизонтальных скважин и расстояния между рядами скважин, что позволяет найти оптимальные значения этих параметров, при которых экономический эффект от разработки максимален. На основе анализа оптимальных параметров системы разработки выведены аналитический критерий рентабельности разработки нефтяной оторочки, включающий фильтрационно-емкостные свойства коллектора, нефтенасыщенные толщины, стоимости скважин и коэффициент дисконтирования.

При определении концепции разработки нефтяных оторочек и нефтяных пластов с газовой шапкой необходимо, в первую очередь, определить рентабельные толщины (т.е. фактически вовлекаемые в разработку запасы), а также количество скважин и их конструкцию (длину и ориентацию горизонтального участка), обеспечивающих максимальный экономический эффект. Для решения первой задачи - определения рентабельных запасов, - в научно-технической литературе встречается ряд эмпирических правил. Например, предложено следующее правило для экспресс-анализа рентабельности разработки: толщины – не менее 10 метров, проницаемость не менее 375 мД. При этом известно множество примеров разработки объектов с меньшими толщинами и меньшими проницаемостями. Достаточно очевидно, что вопрос минимальных рентабельных толщин требует анализа не только фильтрационно-емкостных свойств коллектора, но и технологий добычи, стоимости бурения и цен на нефть.

Целью работы являлась разработка метода первичной оценки рентабельных толщин и оптимальных параметров системы разработки. Для достижения поставленной цели в предложена модель притока к горизонтальной скважине в системе разработки в течение всего срока эксплуатации скважины на критическом режиме. Под критическим режимом понимается работа скважины без прорыва свободного газа из газовой шапки, критический дебит – максимально возможный дебит, при котором реализуется критический режим. При построении модели притока к горизонтальной скважине использованы известные в литературе аналитические решения для критического дебита в начальный период эксплуатации скважин и для псевдостационарного режима течения нефти при гравитационном дренировании на поздних этапах эксплуатации скважин.

В результате анализа структуры модели получены безразмерные технико-экономические параметры, характеризующие экономику разработки пласта с газовой шапкой: безразмерная геометрия системы разработки (отношение межрядного расстояния к эффективной нефтенасыщенной толщине с учетом вертикальной анизотропии), безразмерный коэффициент дисконтирования, безразмерная стоимость горизонтальной скважины (отношение стоимости владения скважиной к длине и цене на нефть) и безразмерные постоянные затраты (отношение приведенных постоянных затрат к номинальной стоимости запасов). Получено аналитическое условие рентабельности разработки участка нефтяной оторочки или пласта с газовой шапкой, которое связывает нефтенасыщенные толщины, проницаемость, нефтенасыщенность, пористость, коэффициент вытеснения, коэффициент дисконтирования и затраты.

В своей работе авторами предложен аналитический метод определения оптимального межрядного расстояния при разработке нефтяных оторочке с массивными газовыми шапками горизонтальными скважинами. На основе технико-экономической модели разработки нефтяной оторочки получена система безразмерных технико-экономических показателей,

характеризующих экономику разработки участка нефтяной оторочки. Полученные безразмерные показатели позволили построить критерий для определения целесообразности бурения в зависимости от нефтенасыщенных толщин, фильтрационно-емкостных свойств пласта, стоимости строительства и эксплуатации скважин и цен на нефть. [10]

К недостаткам метода следует отнести ограничения области применения и упрощенность экономической модели. Модель притока к горизонтальной скважине построена для пластов без подстилающей воды. Поэтому она может быть применена для таких пластов, а также с некоторой модификацией для нефтяных оторочек с легкой нефтью, где скважины целесообразно бурить в водонефтяной контакт. Недостатком экономической модели является единовременный ввод скважин и отсутствие зависимости инфраструктурных затрат от пика добычи по нефти. Хотя для многих месторождений и новых регионов нефтедобычи, в особенности расположенных в северных широтах, вопрос пика по добычи и пропускной способности строящейся инфраструктуры является крайне важным при проектировании разработки.

## 2 Анализ опыта разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами в Западной Сибири

В настоящий момент разработка нефтяных оторочек большей части пластов является нерентабельной.

В первую очередь это связано со сложностями, возникающие во время их эксплуатации.

Основным ограничением разработки нефтяных оторочек является невозможность применения основного метода увеличения нефтеотдачи – гидравлического разрыва пласта, поскольку создаваемые трещины могут стать причиной прорыва воды или газа.

Вторым ограничением, с которым сталкиваются недропользователи, является необходимости ограничения забойного давления, что становится причиной снижения продуктивности.

Также стандартная технология бурения наклонно-направленных скважин не позволяет эффективно бороться с прорывами воды и газа.

Все это существенно снижает рентабельность разработки оторочек и переносит основное внимание недропользователей на другие активы.

Однако по мере выработки своих активов все больше внимание стало уделяться оторочкам и одной из причин этого является возможность применения горизонтальных скважин для оптимального проведения ствола и предотвращению прорывов газа.

Другой причиной популярности горизонтального бурения на нефтяные оторочки является их более высокая продуктивность, что позволяет эксплуатировать скважины при низкой депрессии и находится в зоне рентабельности.

Проанализируем российский опыт разработки оторочек.

## 2.1 Анализ опыта разработки месторождения А (север Тюменской области)

Месторождение А расположено в Ямало-Ненецком округе на севере Тюменской области и содержит три нефтегазоконденсатные пластово-сводовые залежи, подстилаемые водой. Разрез пластов месторождения А представлен на рисунке 2.1

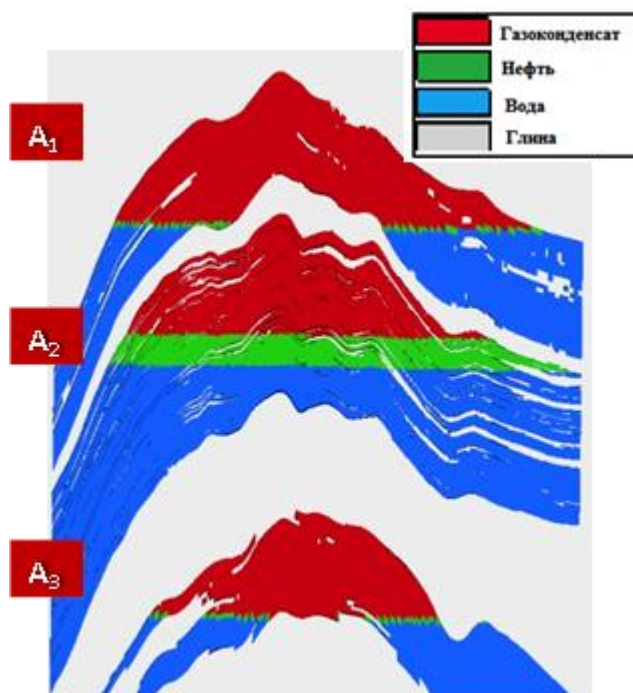


Рисунок 2.1 – Разрез пластов месторождения А

В пределах месторождения промышленные скопления углеводородов выявлены в верхней части мегинской свиты (пласт А<sub>3</sub>) и нижней части заполярной свиты (пласты А<sub>1</sub> и А<sub>2</sub>) валанжинского яруса нижнемеловых отложений. Коллекторы пластов А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub> представлены неравномерным чередованием песчано-алевролитовых отложений с глинистыми и включает в себя несколько пачек, имеющих как регрессивный, так и трансгрессивный характер осадконакопления.

Основные запасы газа месторождения приурочены к газоконденсатным шапкам пластов А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub>. Эффективные газонасыщенные толщины пластов А<sub>1</sub> и А<sub>3</sub> в среднем по площади составляют 15 метров.

Геологические запасы нефти сосредоточены в оторочке пласта А<sub>2</sub>, ее эффективная нефтенасыщенная толщина составляет около 8-12 метров. Абсолютная проницаемость пластов А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub> варьируется от 0.2 до 600 мД и в среднем составляет порядка 15 мД. Пористость пластов А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub> варьируется от 10 до 23%.

Пласты А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub> залегают на глубине от 3065 до 3250 метров при начальном пластовом давлении от 305 до 320 бар и пластовой температуре от 81 до 88°C. Содержание метана в пластовом газе в среднем составляет 85%. Потенциальное содержание С<sub>5</sub><sup>+</sup> в пластовом газе варьируется от 205 до 225 г/м<sup>3</sup>. Плотность конденсатов колеблется в пределах 0.731-0.777 г/см<sup>3</sup>.

Плотность пластовой нефти нефтяной оторочки пласта А<sub>2</sub> равна 664 кг/м<sup>3</sup>, сепарированной 823 кг/м<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 0.55 МПа/с, газосодержание - 212 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент расширения нефти-1.42.

Пример размещения многофункциональных скважин в границах нефтяного пласта с газовой шапкой представлен на рисунке 2.2.

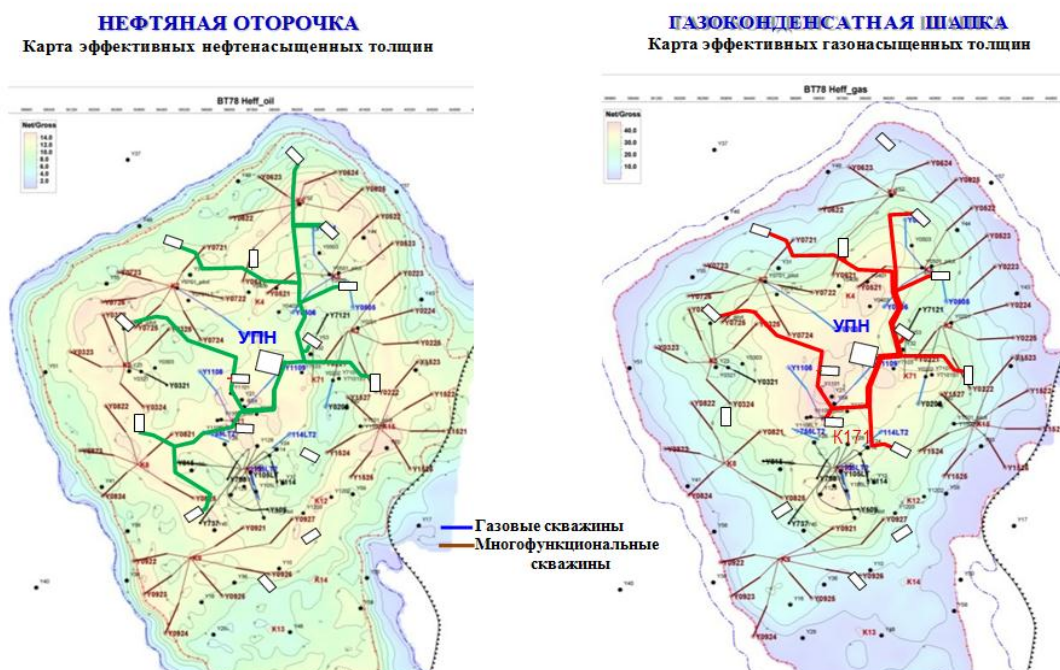


Рисунок 2.2 – Размещение горизонтальных газовых и многофункциональных скважин на картах эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин пласта А<sub>2</sub>



Стратегия разработки месторождения предусматривает выработку запасов газа газоконденсатных пластов  $A_1$  и  $A_3$  с помощью собственного фонда горизонтальных скважин. По мере истощения пластов  $A_1$  и  $A_3$  поддержание полки стабильной добычи газа планируется производить за счет вовлечения в разработку запасов газа газовой шапки пласта  $A_2$ .

Вовлечение в разработку запасов газа газовой шапки пласта  $A_2$  планируется следующими способами:

- бурение отдельного фонда газовых скважин, размещенных в зонах максимальных газонасыщенных толщин пласта  $A_2$ ;
- за счет прорывов газа из газовой шапки к забою многофункциональных скважин, расположенных в краевых зонах пласта, где газонасыщенные толщины уменьшаются;
- за счет приобщения вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки в многофункциональных скважинах.

Эксплуатацию запасов газа газовой шапки пласта  $A_2$  планируется производить одновременно с вводом в разработку запасов нефти нефтяной оторочки.

Установки комплексной подготовки газа и нефти месторождения имеют ограничения производительности по газу и жидкости, выполнение которых производится путем изменения диаметров штуцеров газоконденсатных и многофункциональных скважин. Еще одним важным ограничением является максимальное давление 40 бар в низконапорной системе сбора, выполнение которого необходимо для безаварийной работы.

С помощью созданной интегрированной модели месторождения, учитывающей все вышеописанные ограничения, был выполнен расчет двух прогнозных вариантов разработки месторождения, имеющий своей целью оценить эффективность применения многофункциональных скважин для разработки нефтяной залежи с газовой шапкой.

#### *Вариант «Максимизации добычи нефти»*

Вариант имеет своей целью оценить, что будет, если на данном

месторождении с учетом имеющихся ограничений задаться целью максимизировать добычу нефти.

Данный вариант предполагает штуцирование многофункциональных скважин, к забою которых произошел прорыв газа из газовой шапки, сопровождающийся с ростом газового фактора и устьевого давления.

Приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки в многофункциональных скважинах в данном варианте производится только в случае снижении дебита нефти до экономически рентабельного предела ниже которого скважина перестает окупать операционные затраты, либо при невозможности фонтанирования скважины из-за прорыва воды.

Данный вариант предусматривает как можно более продолжительный период транспортировки добычи многофункциональных скважин до установки подготовки нефти по шлейфам низкого давления.

#### *Вариант «Максимизации добычи газа»*

Имеет своей целью оценить, сколько нефти будет потеряно, если на данном месторождении с учетом имеющихся ограничений зададимся целью максимизировать добычу газа.

Данный вариант в отличие от первого, предполагает, как можно скорейший перевод многофункциональных скважин из сети низкого давления в сеть высокого давления.

Переключение многофункциональных скважин из сети низкого давления в сеть высокого давления производится сразу же как только давление на устье скважины за счет прорыва газа из газовой шапки достигнет значения, равного значению рабочего давления в высоконапорных шлейфах сети сбора.

Приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки в многофункциональных скважинах производится при переключении скважины из сети низкого давления в сеть высокого давления, а также в случае снижения дебита нефти до экономически рентабельного предела ниже которого скважина перестает окупать операционные затраты, либо при

невозможности фонтанирования скважины из-за прорыва воды.

Расчет вариантов «Максимизации добычи нефти» и «Максимизации добычи газа» на интегрированной модели показал, что с учетом имеющихся ограничений через 15 лет после ввода в эксплуатацию максимальное значение коэффициента извлечения нефти, которое мы можем добыть составит порядка 11,3%. Если мы поставим цель максимизировать добычу газа, то мы с одной стороны потеряем в накопленной добычи нефти и КИН при этом снизится с 11.3 до 10.5%, с другой стороны такая стратегия позволит сместить более чем на полгода запуск дожимной компрессорной станции и увеличить накопленную добычу газа более чем на 2%.

## 2.2 Анализ опыта разработки Новопортовского месторождения (ЯМАЛ)

Нефтяные оторочки на Новопортовском месторождении представлены в 5 пластах – свойства приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Основные свойства пластов – оторочек нефти месторождения «Новый Порт»

Параметр	$K^*h$ , мД*м	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Средняя проницаемость, мД	Расчлененность	Вязкость, сПз	Подвижность нефти, мД/сП	$K^*h/m$ , мД*м/сП
НП <sub>2-3</sub>	169	14	20	7	1,3	15	128
НП <sub>4</sub>	831	19	46	5	1,1	42	769
НП <sub>5</sub>	248	12	23	6	1,2	19	200
НП <sub>8</sub>	511	15	38	5	0,6	67	896
Ю <sub>2-6</sub>	256	16	14	36	0,9	16	298

В пласте Ю<sub>2-6</sub> сосредоточено 42% запасов нефти, который характеризуется высокой расчлененностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Пласты группы НП характеризуются высоким качеством запасов и коллектора (рисунок 2.3).

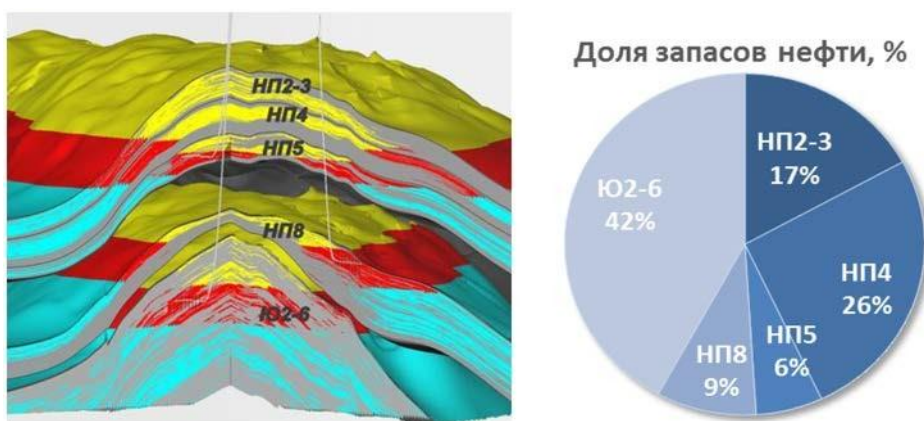


Рисунок 2.3 – Распределение запасов нефти по оторочкам месторождения «Новый Порт»

На рисунке 2.4 приведена матрица выбора технологий для данных оторочек.

Таким образом, разработка нефтяных оторочек месторождения «Новый Порт» была начата с добычи нефти без одновременной добычи газа или же добычей только газа.

В процессе первичного вскрытия нефтяных оторочек месторождения «Новый Порт» происходил постоянный цикл улучшений с постепенным снижением стоимости базовой технологии (рисунок 2.5).



Рисунок 2.4 – Матрица первичного выбора стратегии разработки



Рисунок 2.5 – Цикл улучшений по первичному вскрытию пласта

Постепенно увеличивая охват площади нефтяной оторочки одной скважиной за счет ее удлинения и бурения дополнительных латеральных горизонтальных стволов, достигалось улучшение удельной экономической эффективности каждой скважины при разработке нефтяных оторочек месторождения.

*Обратная закачка газа в газовую шапку оторочки. Пример месторождения «Новый Порт».*

Добыча нефти из нефтяных оторочек сопряжена с большими объемами добычи попутного нефтяного газа (ПНГ), который может служить ресурсом для поддержания пластового давления в условиях необходимости утилизации 95% газа и отсутствия внешнего транспорта газа.

Эффективность обратной закачки газа в газовую шапку определяется двумя факторами. Во-первых, работа газо-нагнетательных скважин приводит к уменьшению ширины конусов газа, образуемых при добыче нефти из нефтяных оторочек. При этом снижается объем нефти, добываемой до прорыва газа и в целом ухудшаются показатели накопленной добычи по нефтяным скважинам. Степень этого влияния зависит от расстояния между нефтяными и газо-нагнетательными скважинами: чем больше расстояние, тем слабее влияние. Во-вторых, возвращение добываемого газа в газовую шапку должно поддерживать пластовое давление, однако дебиты нефтяных скважин зависят от пластового давления в зоне отбора, а закачка газа производится в газовую шапку, и требуется определенное время на увеличение давления в зоне отбора нефти. Временная задержка на влияние закачки газа прямо пропорциональна квадрату расстояния между газо-

нагнетательными и нефтяными скважинами и обратно пропорциональна пьезопроводности пласта. Таким образом, на качественном уровне баланс эффектов обратной закачки газа можно записать в виде:

$$\text{Закачка газа} = \frac{\text{Пьезопроводность}}{(\text{Расстояние газа нагнетательная - нефтяная скважина})^2} \cdot \frac{A}{\text{Расстояние газа нагнетательная - нефтяная скважина}}$$

где  $A$  – коэффициент, учитывающий соотношение масштабов эффектов.

Исходя из описанных предпосылок, можно ожидать что основные кандидаты под обратную закачку газа на месторождениях с нефтяными оторочками – высокопроницаемые пласты с оторочками краевого типа и протяженной газовой шапкой [8], а в низкопроницаемых пластах с оторочками подстилающего типа обратная закачка газа может снижать экономический эффект разработки.

Обратная закачка газа в газовую шапку (ГШ) нефтяной оторочки позволяет увеличить накопленную нефть по группе пластов месторождения «Новый Порт» на 6% - 33% при эффективности закачки от 67 до 194 тыс.т на 1 млрд.м<sup>3</sup> закачанного газа (рисунок 2.6).

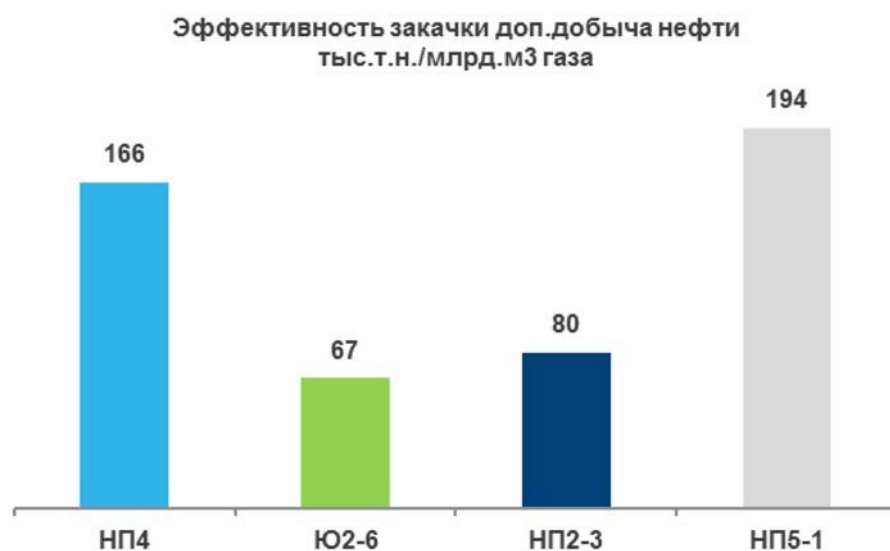


Рисунок 2.6 – Эффективность обратной закачки газа

При организации обратной закачки газа необходимо определить оптимальный баланс между периодом закачки и началом монетизации газа, поскольку со временем эффективность поддержания пластового давления

данным способом снижается ввиду прорывов газа и расформирования оторочки. Согласно расчетов на проекте «Новый Порт» оптимальный период обратной закачки газа составляет 5 лет (рисунок 2.7).



Рисунок 2.7 – Динамика денежного потока при различном периоде начала монетизации ПНГ

*Дифференциация систем разработки нефтяной оторочки. Пример пласта Ю<sub>2-6</sub> Новопортовского месторождения.*

Геологическое строение пласта Ю<sub>2-6</sub> Новопортовского месторождения неоднородно как в смысле неоднородности ФЕС по разрезу и в плане, так и в смысле распределения пропластков неколлектора, существенно влияющих на формирование конусов газа вблизи нефтяных скважин, из-за чего даже соседние скважины с одинаковым заканчиванием могут существенно отличаться по дренируемым запасам и продуктивности. В подобных условиях система разработки с одинаковым заканчиванием всех скважин может быть не оптимальна. Поэтому оптимальная система разработки пласта Ю<sub>2-6</sub> включает в себя дифференциацию заканчиваний скважин по зонам геологической неоднородности (рисунок 2.8).

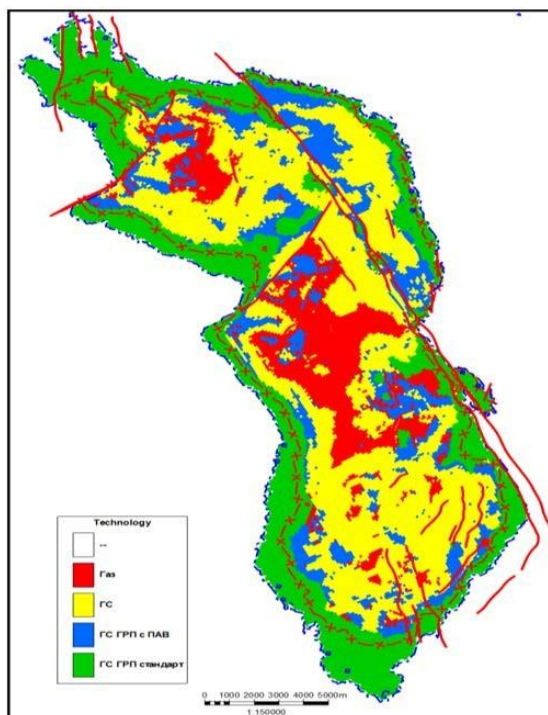


Рисунок 2.8 – Карта оптимальных технологий заканчивания для пласта Ю2-6 Новопортовского месторождения.

На рисунке 2.8 красная зона отвечает разработке газа газовой шапки, желтая – разработке нефтяной оторочки горизонтальными скважинами, синяя – применению МГРП на ГС с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ), зеленая – ГС с МГРП.

### 2.3 Пример разработки нефтяной оторочки проекта «Тазовский» (ЯНАО)

На Тазовском месторождении нефтяная оторочка имеет незначительные эффективные толщины – около 8 метров, массивную газовую шапку и активный подстилающий водоносный горизонт (рисунок 2.9).



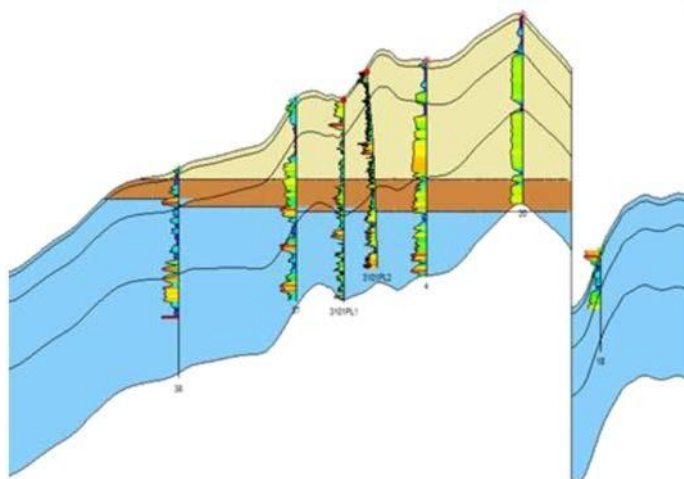


Рисунок 2.9 – Нефтяная оторочка Тазовского месторождения

Основные геолого-физические характеристики оторочки представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2. - Основные геолого-физические характеристики оторочки Тазовского месторождения

Параметр	Тазовское
Газонасыщенная толщина, м	13,5
Нефтенасыщенная толщина, м	4,6
Соотношение запасов нефти и газа, тнэ	2,7:1
Проницаемость, мД	200-500
Вязкость, сПЗ	68

На основе работы [5] определено, что конфигурация и свойства нефтяной оторочки соответствуют случаю одновременной добычи нефти и газа (рисунок 2.10). В части выбора системы заканчивания скважин анализ показал приоритетное использование горизонтальных скважин, что является оптимальным в условиях очень тонкой нефтяной оторочки. Дополнительно с одновременной добычей газа на Тазовском месторождении была изменена налоговая система (переход с налога добавленной стоимости «НДС» на налог добавленного дохода «НДД»), что существенно увеличило ценность проекта от добычи нефти. При налогообложении по НДС добыча нефти являлась нерентабельным кейсом, в то время как при системе налогообложения по НДД нефтяная опция стала не только положительной, но и ведущей в

положительном экономическом эффекте разработки всей нефтяной оторочки Тазовского месторождения. Динамика изменений представлена на рисунке 2.11.

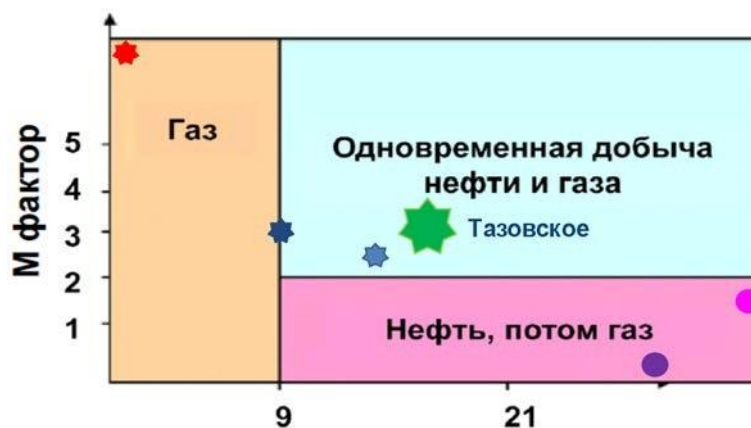


Рисунок 2.10 – Нефтяная оторочка Тазовского месторождения

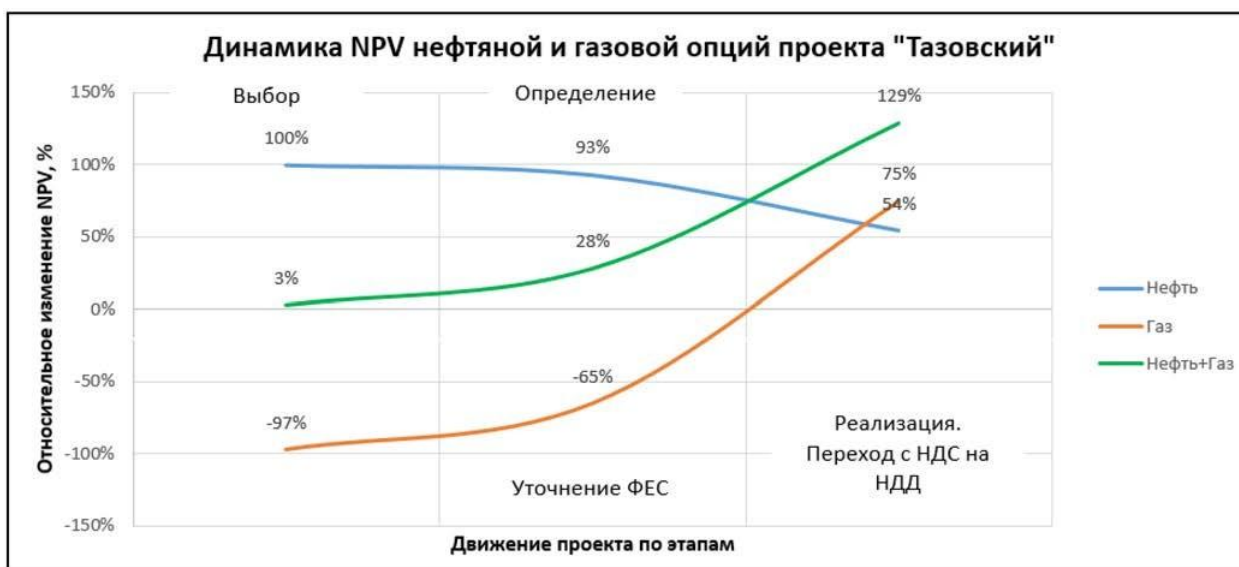


Рисунок 2.11 – Динамика изменений технико-экономических показателей разработки нефтяной оторочки «Тазовского» месторождения

По результатам проведенных гидродинамических расчетов и технико-экономической оценки разработки оторочки месторождения «Тазовский» были сделаны следующие выводы:

1. Разработка тонкой нефтяной оторочки высоковязкой нефти пласта ПК1 Тазовского месторождения оптимальна при параллельной добычи газа из газовой шапки.
2. В условиях налоговой системы НДС нефтяная составляющая

проекта находилась в не рентабельной зоне и проект был низкодоходный.

3. После перехода на налоговый режим НДД, экономическая эффективность нефтяной и газовой составляющей обрела паритетное значение, что вкпе позволило нарастить привлекательность проекта в портфеле компании.

#### 2.4 Пример разработки оторочки месторождения «Яро-Яхинское»

По результатам бурения первых горизонтальных скважин полномасштабной разработки (ПМР) основной проблемой является высокая входная обводненность ввиду того, что реализовался пессимистичный сценарий) нефтенасыщенных толщин (рисунок 2.12).

С целью увеличения коэффициента охвата и улучшения экономики проекта были применены многозабойные скважины (рисунок 2.13).

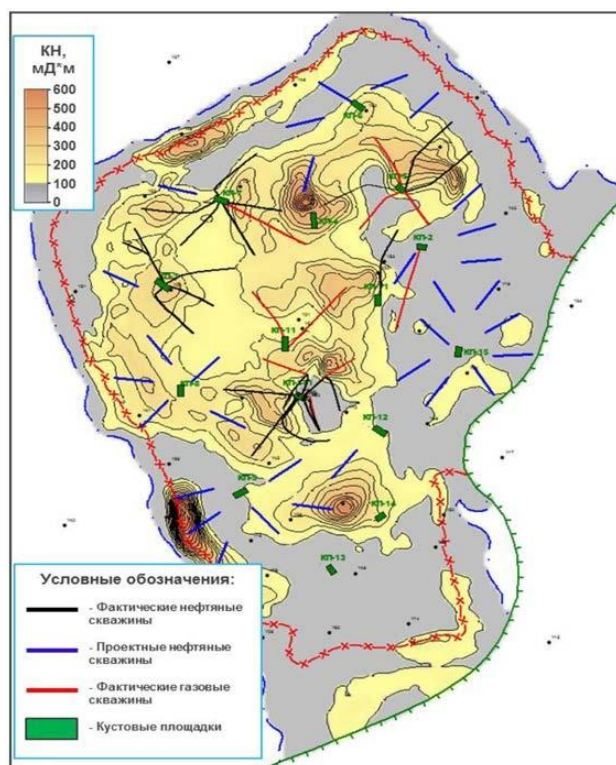


Рисунок 2.12 – Проектный фонд пласта БТ<sub>7-8</sub> нефтяной оторочки месторождения Яро-Яхинское

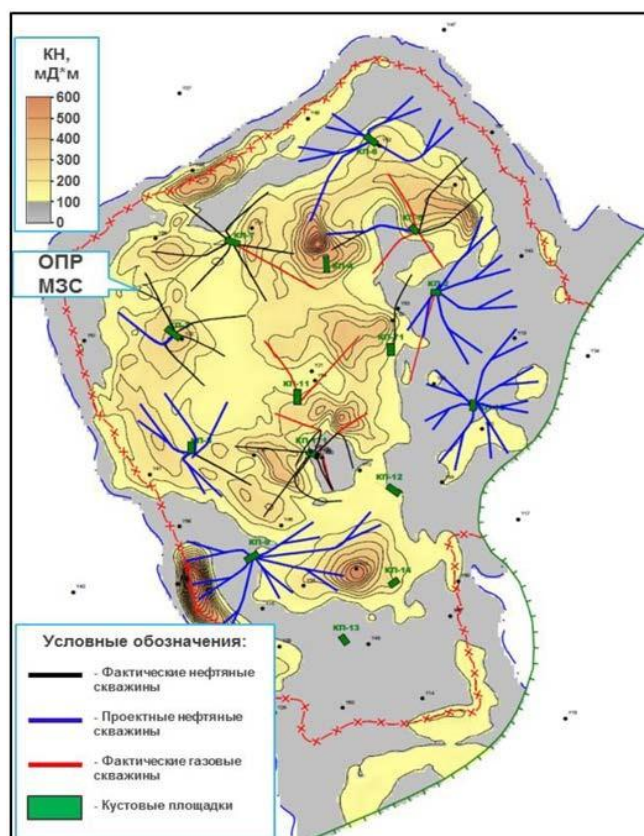


Рисунок 2.13 – Модификация проектного фонда пласта БТ<sub>7-8</sub> нефтяной оторочки месторождения Яро-Яхинское

Большая часть запасов нефти располагается в газо-нефтеводной зоне – происходит образование как конусов газа, так и подошвенных конусов воды. Наличие в потоке газа или воды требуют различных подходов в подъеме продукции на поверхность – это обуславливает вызов в части подбора способов эксплуатации. Наличие воды в потоке 40-50% воды повышает вес столба жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ), ограничивая применение фонтанного способа эксплуатации – для фонтанирования обводненных скважин необходимо определенное содержание газа в продукции, в ряде случаев достигаемое только после прорыва свободного газа из газовой шапки. Для таких скважин используется ЭЦН для эксплуатации до прорыва газа, после прорыва газа скважина переводится на фонтан. Неоднородность ФЕС обуславливает наличие некоторой доли скважин с низкой входной обводненностью и относительно быстрым прорывом газа, способных фонтанировать в начальный период

работы, но обводняющихся подошвенным конусом воды. При увеличении доли воды в потоке растет плотность столба жидкости в НКТ, при этом содержание свободного газа на забое падает и в некоторых случаях возможно применение ЭЦН после прекращения фонтанирования. Небольшая доля скважин имеет существенный разрыв в условиях применимости фонтанного способа эксплуатации и ЭЦН, в будущем этот разрыв можно преодолеть технологией естественного газлифта с перфорацией газовой шапки в транспортном стволе, применяемой на месторождении Troll [9] и успешно испытанной на Яро-Яхинском месторождении.

## 2.5 Пример разработки Песцового месторождения (ЯНАО)

По результатам геолого-гидродинамического моделирования было определено, что разработка нефтяной оторочки оптимальна не только при одновременной добычи нефти и газа, но и при организации дополнительной периферийной закачки жирного (либо сухого) газа со стороны газовой шапки (рисунок 2.14).

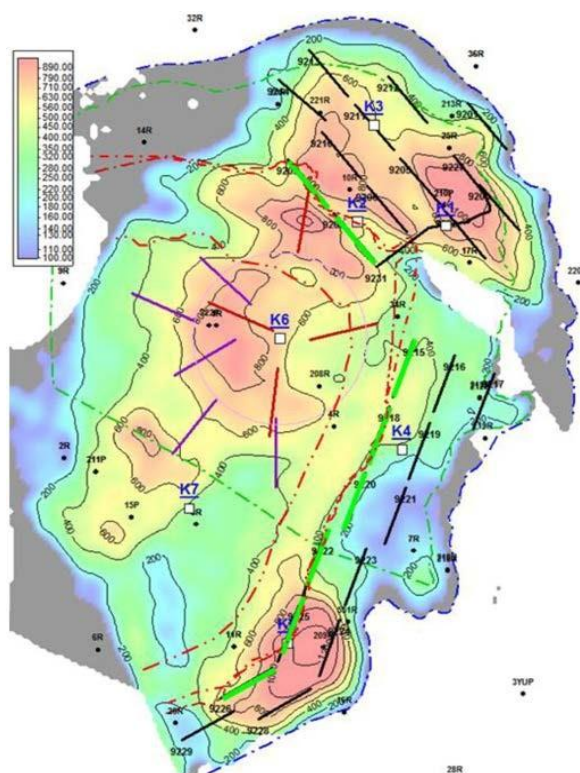


Рисунок 2.14 – Разработка нефтяной оторочки Песцового месторождения



Добыча газа ведется из центра газовой шапки. После отделения конденсата из добытого газа он может быть закачан в первый ряд (скважины зеленого цвета на рисунке 2.15) для поддержания пластового давления как в нефтяной оторочке, так и в самой газовой шапке. Подобная схема закачки газа позволяет увеличить существенно добычу не только нефти (около 1 млн.тонн), но и конденсата (около 1,5 млн.тонн).

На Песцовом месторождении была создана интегрированная модель (рисунок 2.15), в ходе расчетов которой были определены характеристики наземной сети сбора, исходя из всех технологических ограничений, а также обоснованы более оптимальные параметры, в частности, повышено давление на входном узле ДНС (до 34 атм с 6 атм), что позволило понизить скорости движения флюидов в трубопроводе при сохранении уровней добычи (1,6 млн.тонн/год) и уменьшить средний диаметр трубопроводов с 426 мм до 325 мм, а также дополнительно оптимизировать режимы работы скважин. На месторождении.

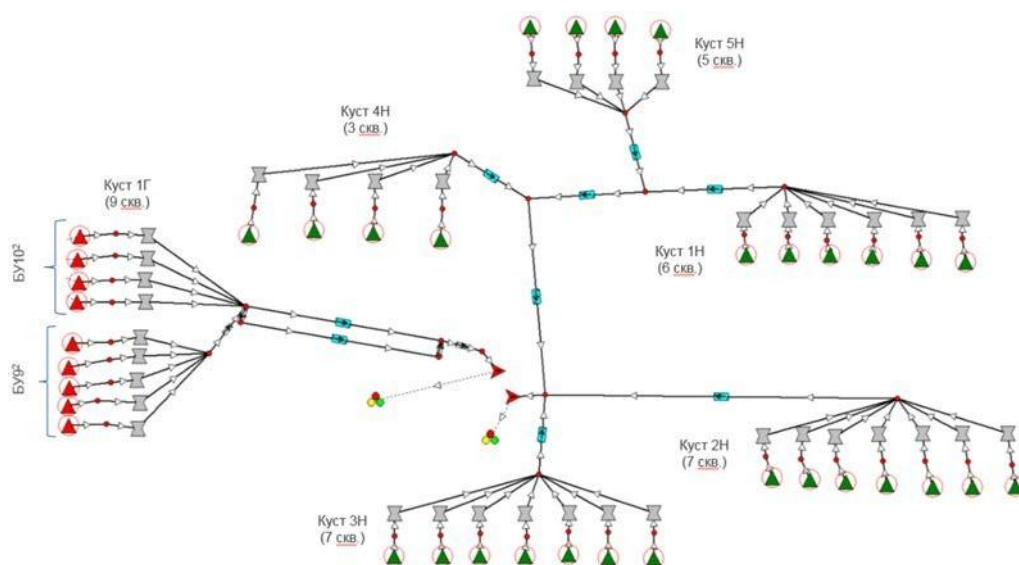


Рисунок 2.15 – Схема сети сбора интегрированной модели Песцового месторождения

Сформированная интегрированная модель показывает, что планируемая конфигурация сети сбора обеспечивает пропускную способность профиля добычи с оптимальными параметрами в соответствии с

ранее принятыми решениями по разработке.

Заключение по результатам анализа опыта разработки нефтяных оторочек в Западной Сибири.

При разработке нефтяных оторочек выполняются следующие основные пункты:

1. Определяются основные геолого-физические характеристики нефтяной оторочки, формируется адресная программа исследований, после проведения которой составляется технологический план проекта.

2. Производится максимизация контакта проектных скважин с тонкой нефтяной оторочкой путем бурения длинных горизонтальных, многозабойных и многоствольных скважин.

3. Определяется стратегия оптимальной одновременной добычи нефти и газа, которая позволяет добиться максимального экономического эффекта при разработке тонких оторочек.

4. В случае невозможности реализации одновременной добычи нефти и газа, определяется оптимальная последовательность добычи углеводородов оторочки.

5. Выбираются наиболее подходящие методы увеличения нефтеотдачи оторочки, включая опции поддержания пластового давления путем закачки воды и газа, а также технологию ресайклинга газа на нефтяных оторочках.

6. При оценке подхода к разработке нефтяной оторочки рассматриваются различные варианты применения системы налогообложения (НДД или НДС).

7. Оптимизируются технологические решения для подземной и наземной инфраструктур с использованием инструмента интегрированного проектирования.

### 3 Характеристика объекта и расчет оптимального стартового дебита на примере месторождения X

#### 3.1 Характеристика нефтяных оторочек

Термин «нефтяная оторочка» в разное время имел различный смысл. Он определялся многими авторами в разных публикациях и трудах, а также в правилах разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и классификациях запасов и прогнозных ресурсов нефти и газа, рассмотрим некоторые варианты определений.

В Правилах разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (Москва – 1987 г.) нефтяной оторочкой называлась нефтяная часть нефтегазовой залежи с поровым объемом нефти, составляющим четверть от суммарного объема нефтяной и газовой части.

В действующей на сегодняшний день Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, от 01.01.2016 г. нефтяной оторочкой считается нефтяная часть нефтегазовой залежи, в которой объем нефтяной части меньше объема газовой шапки.

Также нефтяные оторочки делятся по характеру контакта (М.А. Жданов, 1989):

- полностью контактированные краевой водой;
- частично контактированные краевой водой и частично экранированные непроницаемой поверхностью;
- не имеющие контакта с краевой водой.

Классификация оторочек по происхождению (С.В. Буракова, 2013);

- конденсационные;
- остаточные;
- смешанные

По морфологическому признаку (В.Е. Киченко, 2003);

1) кольцевая ( $\Delta g > H$ ):

- массивная водоплавающая ( $(\Delta n + \Delta g) < H$ );



- подстилаящая ( $\varepsilon_n < \varepsilon_g > H$ );
- пластовая ( $\varepsilon_n > \varepsilon_g < H$ );

Для определения наиболее перспективных объектов поиска подгазовых областей предлагается выделять в таких залежах «сухую зону», т.е. зону, в которой нефть не контактирует с пластовой водой.

2) козырьковая:

- литологически экранированная;
- тектонически экранированная;
- гидродинамически локализованная.

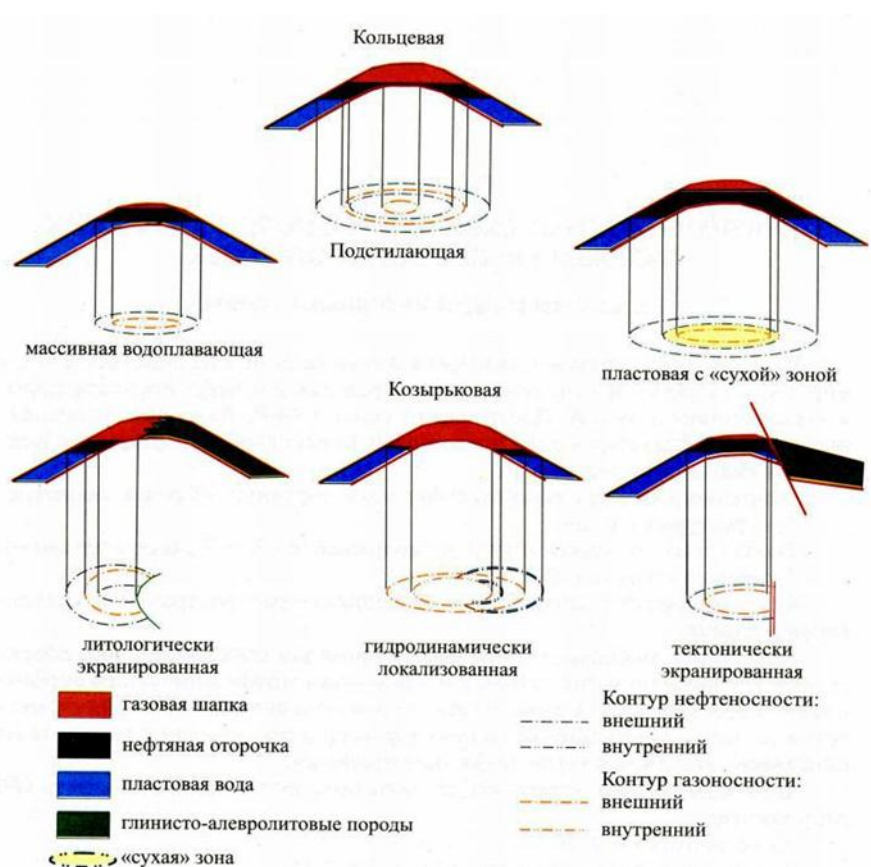


Рисунок 3.1 – Классификация нефтяных оторочек по морфологическому признаку

В нефтяных оторочках массивно-водоплавающего типа запасы нефти приурочены к газоводяной зоне, в которой оторочка ограничена ГНК и ВНК. В оторочках кольцевого типа – подстилаящих и пластовой с сухой зоной основные запасы приходятся на чисто нефтяную зону, в которой нефтяная

оторочка не контактирует ни с газом, ни с аквифером, а изолирована кровлей и подошвой пласта.

### 3.2 Особенности разработки нефтяных оторочек

#### 3.2.1 Факторы, влияющие на разработку нефтяных оторочек

Успешная система разработки нефтяной оторочки зависит от совокупности геолого-физических и технико-экономических факторов. Исходя из имеющегося опыта разработки, рассмотрим факторы, которые оказывают наибольшее влияние на разработку нефтяных оторочек. Как видно из рисунка 3.2, необходима поэтапная оценка системы разработки нефтяной оторочки: верное описание пласта и динамики флюидов являются необходимыми составляющими для оценки потенциала оторочки.



Рисунок 3.2 – Блок-схема технико-экономического развития

Существуют разные взгляды на систему разработки оторочки. В качестве предварительной оценки системы разработки предлагают следующие критерии: параметр М (M factor): отношение объема газовой шапки к объему нефтяной части, и мощность нефтяной оторочки. Такой способ оценки был ранее использован в [4] приведен на рис. 3.3.

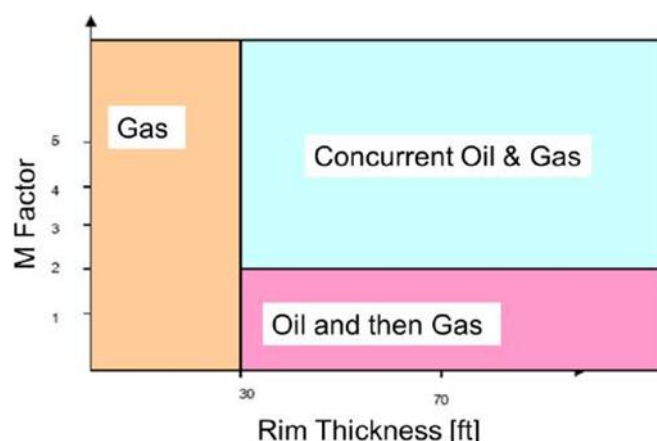


Рисунок 3.3 – Предварительная оценка метода разработки нефтяной оторочки

Если толщина нефтяной зоны меньше 9м, то добывается газ, если эффективная нефтенасыщенная толщина больше 9м и  $M < 2$ , то осуществляется последовательная разработка сначала нефти, потом газа, и если толщина нефтяной зоны больше 9м и  $M > 2$ , то допустима одновременная разработка нефти и газа.

Приведем таблицу геолого-физических факторов, которые оказывают наибольшее влияние на сложность разработки нефтяной оторочки (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Влияние геолого-физических факторов на сложность разработки нефтяной оторочки

Параметры	Очень сложно	Средняя сложность	Небольшая сложность
Мощность нефтяной части	<9 м	9-20 м	>20 м
Газовая шапка	$M > 7$ и/или НЗСГ > 27 млрд. м <sup>3</sup>	$M > 2$ и/или НЗСГ > 0,027 млрд. м <sup>3</sup>	$M < 2$ и/или НЗСГ < 0,027 млрд. м <sup>3</sup>
Подвижность	$K < 500 \text{ мД}$ $\mu > 1 \text{ сП}$	$K 500-1000 \text{ мД}$ $\mu > 1 \text{ сП}$	$K > 1000 \text{ мД}$ $\mu < 1 \text{ сП}$
Мощность aquifer	<25% от общей мощности	~ 50% от общей мощности	>70% от общей мощности
Геометрия пласта	Сложная геометрия, большие углы наклона пласта	Сложная геометрия, небольшие углы наклона пласта	Простая геометрия, малые или незначительные углы наклона

Разумеется, есть множество геолого-физических и других факторов, влияющих на разработку. Выявить влияние некоторых из них является одной из задач настоящей работы. Перечислим несколько параметров, наиболее важных:

- тип коллектора;
- угол падения пласта;
- параметр  $M$  (отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части);
- $G$  - газонасыщенность,  $N$  - нефтенасыщенность;
- проницаемость;
- расчлененность;
- анизотропия проницаемости;
- связность коллектора;
- мощность аквифера;
- флюидонасыщенность;
- вязкость и подвижность флюидов;
- величина переходной зоны
- пластовое давление.

Обоснование оптимального режима работы нефтяных скважин, расположенных в нефтяных оторочках требует учета геологических особенностей залежей, учета фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и других многих факторов. Авторами не только выделены геологические особенности нефтяных оторочек, основные проблемы разработки, но и предлагается концептуальная методика проектирования разработки.

### 3.2.2 Конусообразование

Конусообразование – процесс движения воды из аквифера или газа из газовой шапки к интервалу перфорации нефтяной скважины.

Конусообразование вызвано опережающим движением подстилающих вод или газа газовой шапки к забою нефтяной скважины.

Конусообразование ведет к существенному уменьшению продуктивности скважин вследствие падения фазовой проницаемости по нефти, и в конечном счете уменьшению нефтеотдачи. Предотвращение этого явления необходимо для увеличения конечной нефтеотдачи месторождения.

На рисунке 3.4 показан механизм образования конуса в том случае, когда скважина вскрывает небольшой интервал вблизи подошвы нефтяного пласта, характеризующегося наличием газовой шапки. Первоначально скважина добывает нефть без газа. Положение ГНК отражает распределение давления, необходимого для движения нефти. Мощность нефтяного пласта отвечает расстоянию от точки контакта до подошвы на значительном удалении от скважины вглубь пласта. Наклон поверхности контакта в каждой точке характеризуется величиной горизонтального градиента давления в нефтяном пласте непосредственно ниже контакта.

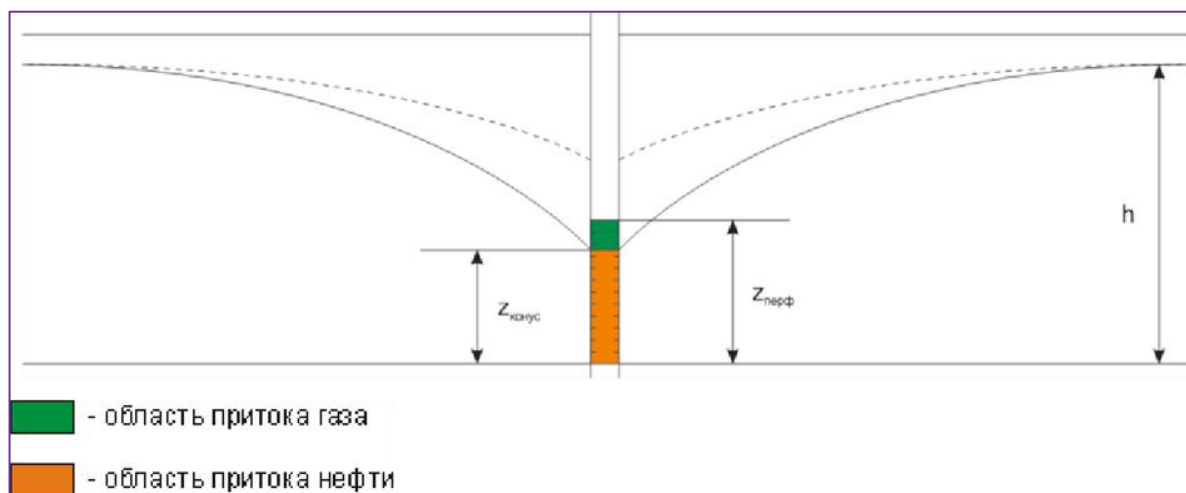


Рисунок 3.4 – Конусообразование для случая вертикальной скважины

При увеличении дебита нефти (например, при снижении забойного давления), градиент давления возрастает, поэтому происходит продвижение поверхности ГНК к скважине. При определенном значении дебита градиент у поверхности скважины вырастает фактически до бесконечности (наклон контактной поверхности становится вертикальным), и происходит быстрый прорыв газа в добывающую скважину. Такой дебит называется критическим.

На месторождении с нефтяной оторочкой для горизонтальной скважины прорыв газа с точки зрения падения дебита нефти более критичен, чем для вертикальной. Из рисунка 3.5 видно, что острая вершина конуса предшествует прорыву.

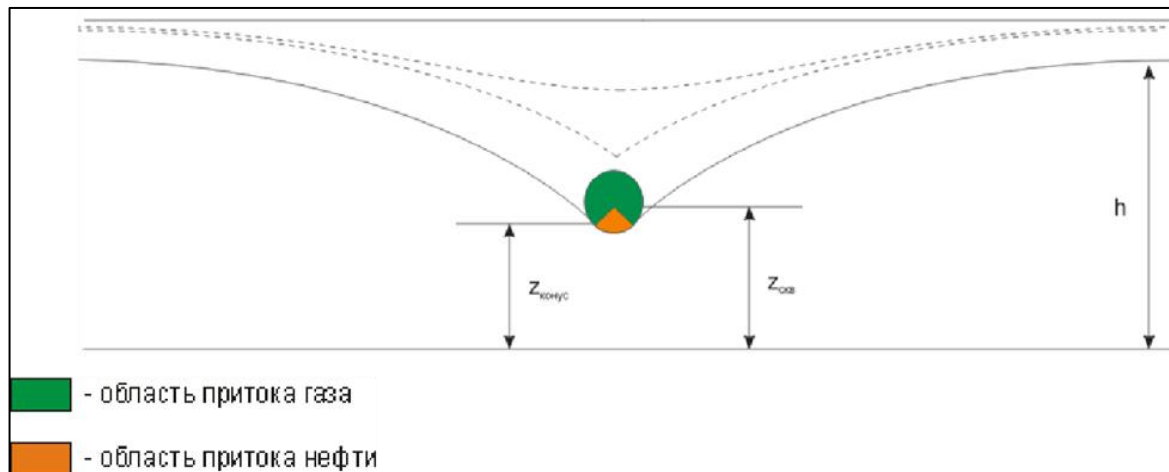


Рисунок 3.5 – Подтягивание конуса газа к горизонтальной скважине

Процесс добычи нефти из оторочки без прорыва газа состоит из двух этапов:

- вертикальное вытеснение нефти газом и/или водой – вершины ГНК и/или ВНК продвигаются к скважине, оставляя контакты стабильными и вытесняя нефть из объема на небольшом расстоянии от скважины (рис.3.6);

- гравитационное дренирование - вершины ГНК и/или ВНК остаются неподвижными, вытесняя нефть из областей, лежащих за пределами первоначального конуса (рис.3.7).

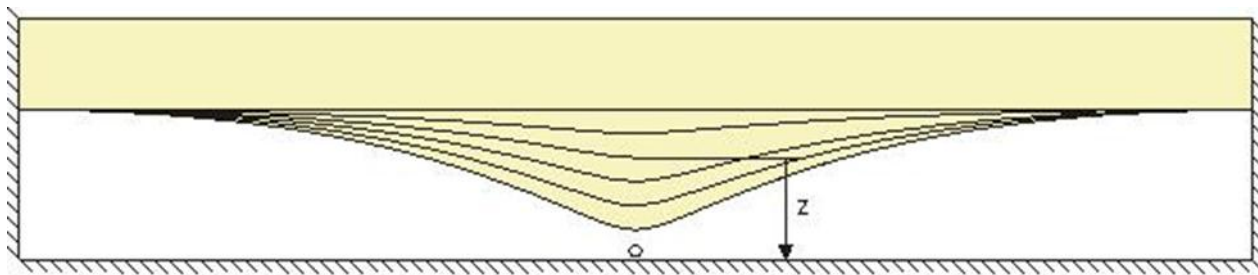


Рисунок 3.6 – Вертикальное вытеснение нефти газом или водой

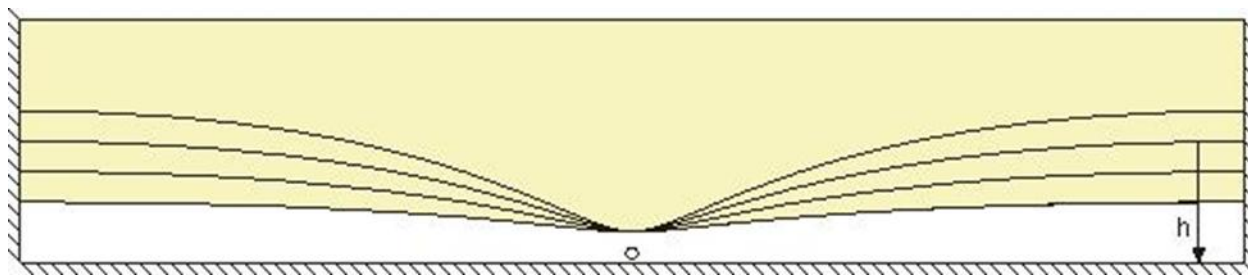


Рисунок 3.7 – Гравитационное дренирование

Большое значение имеет реализация рациональной разработки нефтегазоконденсатных и нефтегазовых залежей с водонапорным режимом. Он характерен тем, что при постоянном пластовом давлении компенсация отборов равна 1. В этом случае движение ВНК ведет к тому, что скважины, которые располагаются водонефтяной зоне, обводняются. Обводнение скважин приводит к росту операционных затрат, и как следствие, росту себестоимости добычи нефти, ухудшению показателей разработки. Поскольку конус описывает движение поверхности вода-нефть или газ-нефть в локальной области, то, рассматривая режим работы отдельной скважины, необходимо проводить различие между продвижением краевых и подошвенных вод. Так как в природе чаще всего встречаются некоторые промежуточные случаи, а крайние случаи наблюдаются редко, то можно выделить три типа притока нефти при водонапорном режиме:

- нефть поступает к забоям скважин преимущественно под воздействием подошвенных вод, краевые воды малоактивны, то есть скорость продвижения границы раздела нефть-вода превышает скорость, с которой происходит стягивание контура нефтеносности;
- вытеснение нефти происходит за счет продвижения краевых вод вдоль напластования. Подошвенные воды при этом малоактивны, таким образом, скорость продвижения контура ВНК в несколько раз больше скорости подъема поверхности подошвенной воды;
- приток нефти к скважинам происходит как за счет продвижения краевых, так и подошвенных вод, а также, в случае наличия газовой шапки и за счет продвижения газонефтяного контакта.

Последний вариант наиболее сложен, хотя приближенно оценить происходящий при этом процесс можно, сведя его к одному из первых двух. Качественная сторона процесса конусообразования, т.е. форма поверхности раздела вода-нефть или нефть-газ не зависит от того, является ли подошвенная вода движущим фактором или она малоактивна. Но при этом качественном подобии физические причины, вызывающие образование конуса, различны.

Приближаясь к забою скважины, на уровне интервала перфорации пласта они начинают отклоняться. Вытеснение нефти происходит за счет продвижения ВНК, сопровождаемого образованием конуса воды. Причина образования конусообразной формы поверхности раздела вода-нефть (нефть-газ или газ-вода) заключается в том, что величина вертикальной составляющей скорости продвижения флюидального контакта принимает максимальное значение по оси скважины. Качественно такая форма поверхности раздела фаз формируется и в том случае, даже если подошвенная вода не принимает участие в вытеснении либо она малоактивна. При этом поток нефти (газа) к несовершенной скважине на расстоянии, большем одного-двух значений продуктивной толщины от ее оси (внешняя зона), можно считать плоскорадиальным, где линии тока располагаются параллельно кровле и подошве пласта.

Внутренняя зона характеризуется пространственным притоком, где линии тока искривлены. В результате такого искривления линий тока появляется вертикальная составляющая скорости фильтрации, значение которой возрастает с приближением к оси скважины. Наличие вертикальной составляющей приводит к подтягиванию поверхности раздела вода-нефть или газ-нефть, а ее уменьшение с увеличением расстояния от оси скважины обуславливает образование конусообразной формы границы раздела конуса подошвенной воды или газа в данном случае может находиться в статическом равновесии и не оказывать существенного влияния на приток нефти к скважине. Равновесие характеризуется предельным дебитом или



депрессией, т.е. дебитом, превышение которого приводит к прорыву воды (газа) в скважину. В случае, если дебит скважины не превышает предельного значения, то прорыв воды (газа) произойдет лишь при достижении вершиной конуса интервала перфорации за счет общего поднятия ВНК или опускания ГНК вследствие истощения залежи. Величина предельного дебита зависит от физических свойств пласта и жидкостей и относительного вскрытия продуктивной части пласта. В пластах с малой проницаемостью вдоль напластования реализация предельных дебитов ввиду их малости экономически невыгодна. Экономически невыгодна эксплуатация скважин и с максимально возможным (потенциальным) дебитом, т.к. вода или верхний газ мгновенно прорываются в скважину и начинается совместный приток нефти и воды или нефти и газа.

Очевидно, рабочие дебиты должны находиться в интервале от предельного до потенциального. Следовательно, такая скважина будет характеризоваться временем безводной или безгазовой эксплуатации.

### 3.2.3 Способы разработки залежей с нефтяными оторочками

Любое месторождение проходит «жизненный цикл», в котором сменяются различные режимы работы залежи, технологии воздействия на пласт, трансформируется система разработки и т.д. Последовательно рассмотрим каждый из этапов данного цикла применительно к нефтяным оторочкам.

Природный режим залежи – естественные силы (виды энергии), обеспечивающие фильтрацию нефти и/или газа в пласте к добывающим скважинам.

Для нефтяных залежей характерны следующие режимы:

- водонапорный режим;
- упруговодонапорный;
- газонапорный (режим газовой шапки);
- режим растворенного газа;

- гравитационный.

Когда пластовой энергии становится недостаточно для извлечения нефти из пласта, применяют методы поддержания пластового давления (ППД), среди которых наиболее распространены закачка воды или газа.

Наконец, на заключительных стадиях разработки месторождений используются третичные методы увеличения нефтеотдачи.

### 3.2.4 Нетрадиционные методы разработки нефтяных оторочек

Нетрадиционные методы разработки нефтяных оторочек включают в себя множество методов, целью которых является повышение коэффициентов вытеснения и\или охвата. Рассмотрим ряд наиболее распространенных методов.

Газовые методы:

- газ высокого давления;
- обогащенный газ;
- сжиженный УВ газ.

Пространственное распространение нефти и свободного газа в коллекторе при вытеснении нефти газом сходно с распределением при вытеснении нефти водой. Количественные отличия будут заключаться преимущественно в связи с различной вязкостью воды и газа.

Помимо свободного газа газовой шапки, пластовая нефть может быть вытеснена растворенным в ней же газом при достижении давления ниже давления насыщения. Может случиться так, что растворенный газ будет единственным источником энергии в залежи наряду с расширением породы и флюида. Энергия растворенного в нефти газа будет проявляться тогда, когда давление в залежи упадет ниже давления насыщения нефти газом.

Свободный газ со снижением давления вначале выделяется у твердой поверхности, так как затрачиваемая работа, необходимая для образования пузырька у стенки (за исключением случая полного смачивания поверхности твердого тела жидкостью), меньше, чем необходимо для его образования в

свободном пространстве жидкости. После образования пузырька газонасыщенность структуры увеличивается, по мере увеличения газонасыщенности пор пласта, так как малая вязкость газа позволяет ему быстрее нефти перемещаться к скважинам, в зоны пониженного давления (к забоям), по газонасыщенным участкам.

*Закачка водных растворов полимеров.* При закачке полимеров, когда в призабойной зоне скорость течения раствора велика и вязкость его мала, создаются языки обводнения. По мере удаления от скважины скорость движения раствора падает, вязкость его повышается и вслед за создавшимися языками обводнения движется радиальный фронт. Таким образом, эффективность площадного заводнения раствором полимера оказывается значительно лучше, чем при закачке воды без добавки полимера. Чем раньше наступает благоприятное соотношение подвижности, вытесняемой и вытесняющей фаз, тем эффективнее вытеснение.

Эта технология была успешно применена на участке Крейн месторождения Норсист Хадсвилл. Промысловыми опытами было установлено также, что влияние закачки полимеров проявляется в более эффективном вытеснении нефти и характеризуется пониженной обводненностью продукции. Дополнительная нефтеотдача с избытком компенсирует затраты на полимеры.

*Водогазовое воздействие.* Современная классификация технологий водогазового воздействия, которая поддерживается большинством специалистов, отражена на рисунке 3.8. Более распространенное направление ВГВ - это попеременная закачка воды и газа в пласт, известная в мире как технология WAG (Water-Alternating-Gas Injection). В меньшей степени пока применяется другое направление – совместная (одновременная) закачка воды и газа в пласт, известное как технология SWAG (Simultaneous Water and Gas Injection).

Водогазовое воздействие на пласт аккумулирует преимущества вытеснения нефти водой и газом и устраняет присущие им недостатки. При

использовании ВГВ происходят выравнивание профиля приемистости прискважиной части пласта вблизи нагнетательной скважины, увеличение коэффициента вытеснения нефти, а также наблюдается значительный прирост коэффициента охвата пласта. Последний увеличивается за счет как уменьшения разницы между подвижностями вытесняемого и вытесняющего флюидов (коэффициент охвата воздействием по площади пласта - horizontal sweep), так и процессов сегрегации воды и газа в пласте (коэффициент охвата пласта воздействием по мощности - vertical sweep).

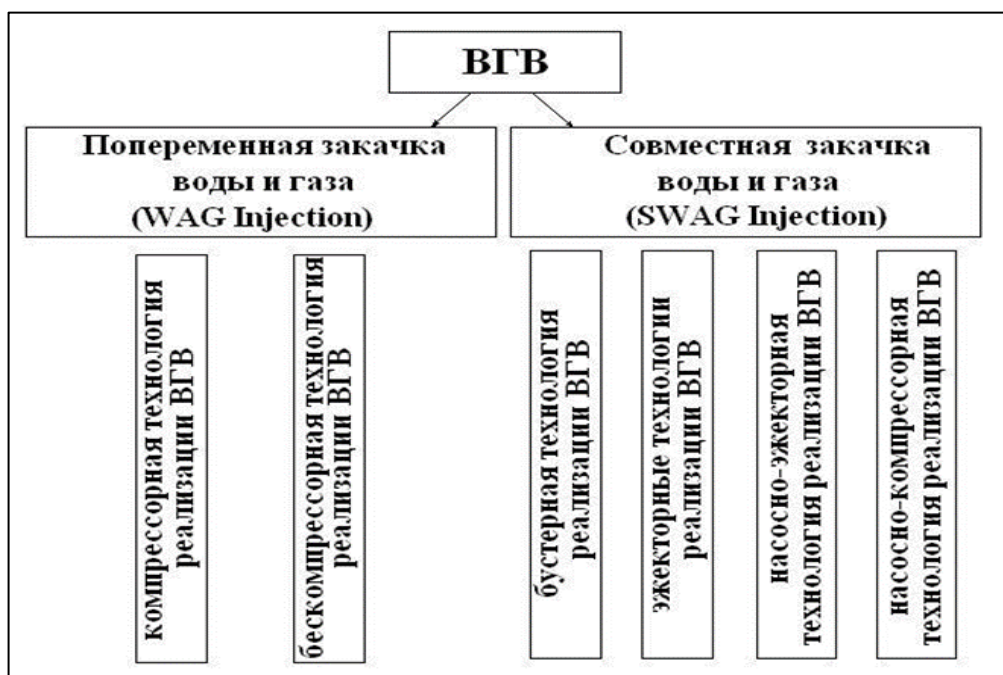


Рисунок 3.8 – Классификация технологий водогазового воздействия на пласт

*Термогазовое воздействие.* Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов, при этом, температура пласта должна быть выше 60-65°C. При такой температуре в пласте происходят окислительные процессы и формируются высокоэффективные вытесняющие агенты – CO<sub>2</sub> легкие углеводородные фракции (ШФЛУ), азот. Высокая реализация достигается за счет полного или частичного смешивающего вытеснения. Одним из преимуществ является недорогой агент, обеспечивающий при этом, значительное увеличение

нефтеотдачи пласта (по фактическим проектам до 60% и более). Исследования на кернах показали, что остаточная нефтенасыщенность за фронтом вытеснения снижается на 5-7%.

Принципиальные особенности ТГВ:

- закачка воздуха и его трансформация в вытесняющие агенты за счет внутрипластовых окислительных и термодинамических процессов;
- использование природной энергетики пласта для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента;
- может осуществляться и при более низких температурах, т.к. могут содержаться природные катализаторы успешно применяется на месторождениях США с 1979 г. наблюдалось увеличение добычи нефти в 2-4 раза.

Вообще говоря, классический сайклинг-процесс реализуется при разработке газоконденсатных залежей с целью предотвращения выпадения конденсата в пласте при падении пластового давления. Авторами [22] проводились расчеты вытеснения сырого газа сухим.

Исследования ВНИИГАЗа показывают, что в условиях предельно истощенного газоконденсатного пласта, поровое пространство которого содержит жидкую углеводородную фазу (до 10-15% объема пор) и равновесную с ней газовую фазу, составляющую преимущественно метан, доизвлечение остаточных запасов углеводородов можно осуществлять, используя процесс фильтрации только газовой фазы.

Авторами экспериментально изучался процесс испарения углеводородов в условиях, соответствующих условиям пласта-коллектора Вуктыльского месторождения – крупнейшего в европейской части России газоконденсатного месторождения, находящегося на завершающей стадии разработки. Реализация на месторождении в опытно-промышленном масштабе предложенными методами показала, что в условиях низких

давлений остаточные запасы жидких углеводородов залежи могут с успехом извлекаться в газовой фазе.

Эффективность обратной закачки сухого газа зависит от многих факторов: конденсатосодержание, анизотропия проницаемости, неоднородности пласта по ФЕС, взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин и т.д.

Технологии разработки оторочек приведены в таблице 3.2

Таблица 3.2 - Технологии разработки оторочек

Технологии (вытесняющие агенты)	Преимущества	Недостатки	Месторождения	Показатели
Закачка газа (Азот, Углеводородный газ)	Физико-химическое средство с пластовыми УВ (при вытеснении нефти азотом). Создание газовой прослойки (Азот) для исключения гидратообразования	Неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз (газ-нефть). Высокая вероятность образования газовых конусов	Карачаганское (сайклинг-процесс), Пэйинтер (Азот)	КИН увеличился в 2 раза КИН увеличился в 2-2,5 раза
Закачка водных р-ров полимеров (ПАА, гипан и др.)	Возможность получения высокого коэффициента охвата пласта вытеснением за счет повышенной вязкости растворов. Снижения рисков прорыва газа и воды	Сложность избирательной закачки вдоль контакта нефть-газ вглубь пласта на большие расстояния. Ограниченность водных ресурсов. Высокая стоимость хим. реагентов и сложность подготовки полимерных растворов со стабильной реологической характеристикой.	Москульское Аптугайское	(лабораторные исследования) Квыт увеличился на 9,2% Квыт увеличился на 11,2%
Закачка горячей воды (или другого теплоносителя)	Эффективность при вытеснении тяжелой средневязкой асфальтено-парафинистой нефти	Ограничение по глубине залегания пластов (до 1500м.) в связи с потерями теплоты. Ограниченность водных ресурсов.	Мишкинское (ТП В) Гремихинское (ИДТМ)	Позволяет увеличить КИН на 15-20%
Водогазовое воздействие (ВГ С: вода-азот)	Благоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз (ВГС-нефть). Возможность получения высокого КИН	Ограниченность водных ресурсов. Риск гидратообразования. Малая толщина нефтяной оторочки.	Новогоднее	Было проведено моделирование позволяет обеспечить высокие темпы добычи нефти по опытному участку в первые 1.5 лет (до 740т./с.)

Последнее было исследовано Маскетом для простых случаев размещения скважин в однородном пласте. Результаты показывают увеличение коэффициента охвата вытеснением по латерали при больших расстояниях между нагнетательными и добывающими скважинами для однорядной системы разработки. Херст и Ван Эвердинген получили аналогичные результаты для расположения скважин по схеме, приведенной на рисунке 3.9. Линии AA и BB изображают границы пласта.

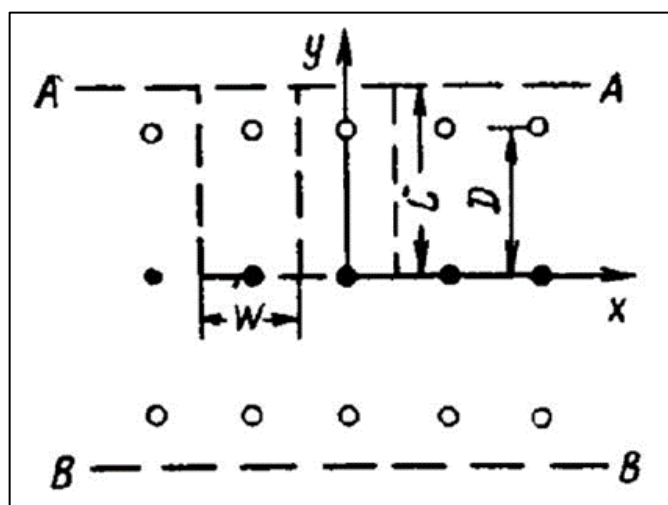


Рисунок 3.9 – Схема расположения ряда нагнетательных и двух рядов добывающих скважин

Результативность сайклинг-процесса была продемонстрирована на примере Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения. Сложные горно-геологические условия: большие глубины залегания (до 5270м), АВПД (50-60 Мпа), двойной системой проницаемости продуктивной толщи (низкопроницаемый блок– 0,0001 мД и сверхпроницаемые пласты-проводники – 1 Д) не позволяли эффективно разрабатывать месторождение традиционными способами. Здесь, с 2005 года применяется вариант разработки с 40% объемом обратной закачки добытого сепарированного газа в пласт для поддержания пластового давления.

Наилучший эффект достигался в областях с высокой проницаемостью и низкой неоднородностью. Коэффициент извлечения жидких углеводородов увеличивался с увеличением объемов обратной закачки газа.

Успешная реализация сайклинг-процесса позволила увеличить добычу конденсата и нефти в 2 и более раз по сравнению с базовым вариантом (на естественном режиме).

Так, на начальном этапе разработки средний коэффициент извлечения жидких углеводородов составлял 20.6%, а после внедрения сайклинг-процесса он достиг 43%.

### 3.3 Расчета дебита горизонтальной скважине на примере месторождения X

Режим работы эксплуатационного фонда скважин является одним из ключевых факторов, формирующих систему разработки залежи. В зависимости от этого, подбирается необходимое оборудование, рассчитываются объёмы добычи углеводородов и закачки воды или газа. Оптимальные забойные давления в скважинах в первую очередь препятствуют разгазированию нефти, преждевременному прорыву подошвенной воды и газа.

Ввиду исключительной важности для системы разработки месторождения, необходимо провести обоснование эксплуатационных характеристик работы скважин.

Найти оптимальный режим эксплуатации можно либо проведением расчетов на гидродинамической модели, построение которой сопряжено со значительными трудозатратами, либо применив аналитические методы расчета.



### 3.3.1 Методы расчета критических дебитов для вертикальных и горизонтальных скважин

Критический дебит – максимальный дебит по нефти, который еще позволяет избежать конусообразования.

Для вертикальных скважин в подгазовой зоне критический дебит рассчитывается по формуле 3.1, для вертикальной скважины в водонефтяной зоне, частично вскрывающая нефтяной пласт, ограниченный снизу вертикально-бесконечным водоносным горизонтом (рисунок 3.10).

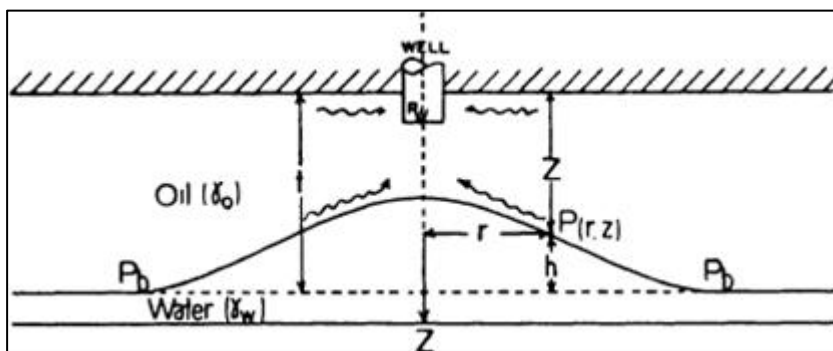


Рисунок 3.10 – Эксплуатация нефтяных оторочек вертикальными скважинами

Здесь  $h$  – нефтенасыщенная толщина пласта,  $h_p$  – расстояние от кровли пласта до нижней границы перфорации скважины,  $R_e$  – радиус контура питания, на котором поддерживается постоянная высота контакта воды и нефти,  $r_w$  – радиус скважины. Предполагается, что на расстоянии  $R_e$  от скважины высота контакта нефти и воды поддерживается постоянной. Записывается условие равновесия:

$$p(r, z) = \rho_n g (H - h(r)) + \rho_w g h(r) \quad (3.1)$$

Предполагается, что движение воды происходит практически без сопротивления, а граница контакта воды и нефти является линией постоянного давления. После интегрирования выражения получается формула для расчета критического дебита нефти вертикальной скважины:

$$Q_{\text{крит}} = \frac{2\pi k (h - h_p)^2 (\rho_w - \rho_n) g}{\mu \ln \frac{R_e}{r_w}} \quad (3.2)$$

Здесь  $k$  – проницаемость пласта,  $\rho_v$  – плотность воды в пластовых условиях,  $\rho_n$  – плотность нефти в пластовых условиях,  $g$  – ускорение свободного падения,  $\mu$  – вязкость нефти.

Для горизонтальных скважин в газонефтяных зонах существует несколько формул, позволяющих рассчитать критический дебит нефти: Эфроса, Giger, Joshi, Chaperon.

Рассмотрим более детально метод Д.А. Эфроса.

В работе Д.А. Эфроса рассматривается вертикальное сечение подгазовой зоны нефтяной оторочки, в подошве которой расположена горизонтальная добывающая скважина перпендикулярно сечению (рисунок 3.11).

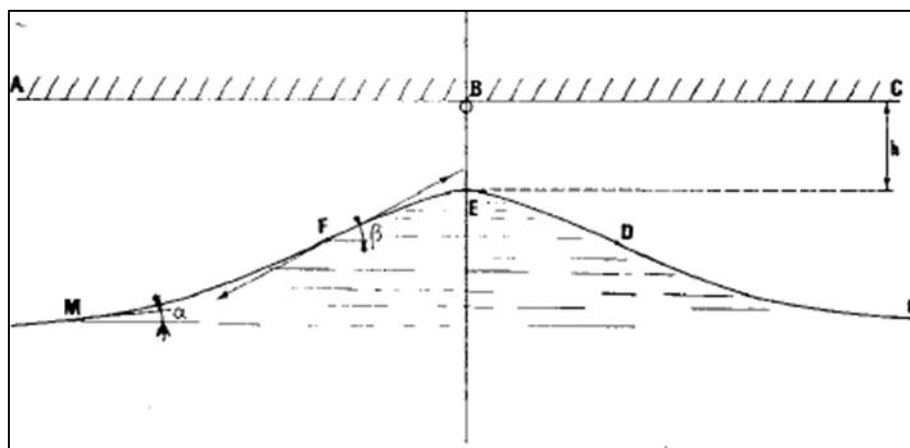


Рисунок 3.11 – Расположение скважин в нефтяной оторочке

Здесь  $h$  – нефтенасыщенная толщина пласта,  $W$  – расстояние до вертикальной границы, на которой поддерживается постоянная высота газонефтяного контакта.

Стоит отметить, что при разработке газонефтяных зон нефтяных оторочек на естественном режиме эта граница будет проходить посередине между добывающими горизонтальными скважинами, а учесть падение высоты ГНК на этой линии можно, как будет показано далее, с помощью метода последовательной смены стационарных состояний. Предполагается, что движение газа происходит практически без сопротивления, а граница

контакта газа и нефти является линией постоянного давления. Из-за труднодоступности работы Д.А. Эфроса, невозможно проведение подробного анализа вывода формулы Эфроса, однако известно, что задача решается методом годографа. Формула Эфроса для критического дебита нефти горизонтальной скважины имеет вид:

$$q_{\text{крит}} = \frac{\pi k L (\rho_n - \rho_r) g h^2}{\mu W} \left( 1 + \frac{h^2}{6 W^2} \right) \quad (3.3)$$

Здесь  $k$  – проницаемость пласта,  $L$  – длина горизонтальной скважины,  $\rho_r$  – плотность воды в пластовых условиях,  $\rho_n$  – плотность нефти в пластовых условиях,  $g$  – ускорение свободного падения,  $\mu$  – вязкость нефти.

### 3.3.2 Оценка эффективности разработки нефтяных оторочек при помощи горизонтальных скважин на примере месторождения X

В настоящий момент разработка нефтяных оторочек напрямую связана с применением горизонтальных скважин. Это объясняется их более высокой продуктивностью, а также возможностью оптимальной проводки скважины.

Для сравнения проведем оценку критического дебита наклонно-направленной и горизонтальной скважины по формулам (3.2) и (3.3).

Для получения потенциального прироста разделим Критический дебит горизонтальной скважины на критический дебит вертикальный скважины, тем самым оценим потенциальные прирост – 3.4:

$$N = \frac{L * h^2 * \ln\left(\frac{Re}{rw}\right)}{2 * (W) * (h - hp)^2} * \left( 1 + \frac{h^2}{6 * W^2} \right) \quad (3.4)$$

Исходные данные для расчетов на примере месторождения X приведены в таблице 3.3.

Для данного месторождения критически дебит горизонтальной скважины в 33 выше дебита наклонно-направленной скважины.

Таблица 3.3 - Исходные данные для расчета критического дебита

Параметр	Значение
H (нефтенасыщенная толщина пласта), м	30
$h_p$ (расстояние от кровли пласта до нижней границы перфорации скважины), м	15
$R_e$ (радиус контура питания), м	250
$r_w$ (радиус скважины), м	0,104
L (длина горизонтальной скважины), м	1000
W – расстояние до вертикальной границы, м	250

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Давыдкин Роман Вячеславович

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Должностной оклад научного руководителя составляет 26300 руб 2. Должностной оклад инженера 17000 руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Нормы амортизации. 2. Районный коэффициент составляет 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Отчисления по страховым взносам составляют 30% от ФОТ

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Планирование работ и определение их временных оценок.
2. Разработка устава научно-технического проекта	2. Смета затрат на проектирование
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	3. Смета затрат на спецоборудование
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	4. Анализ полученных результатов

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Давыдкин Роман Вячеславович		

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Цель данного раздела – экономический анализ проектируемой системы энергоснабжения металлургического завода.

В данном разделе решаются задачи:

- Анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности радиальной сети электроснабжения.
- Определение перспективности проекта с помощью технологии QuaD;
- Планирование научно-исследовательских работ;
- Расчет бюджета затрат на проектирование.

Доля запасов сконцентрированных в нефтяных оторочках для компаний работающих в Западной Сибири обычно варьируется от 5 до 20%. Но, не смотря на то что это не самая значительная часть запасов они представляют большой интерес для недропользователей, поскольку доля традиционных запасов с каждым годом снижается и необходимо искать путь разработки тех зон, которые ранее считались нерентабельными.

Нефтяные оторочки имеют ряд преимуществ, поскольку из-за отсутствия эффективных технологических решений они активно не разрабатывались, даже если обладали хорошей продуктивностью.

### 4.2 Анализ конкурентных технических решений

В данной работе предлагается использование горизонтальных скважин с контролем по забойному давлению для избежания процесса конусообразования.

Стандартной технологией для таких пластов является бурение наклонно-направленных скважин, что имеет ряд ограничений и недостатков – таблица 4.1

Сравнение альтернативных технологий приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Сравнение альтернативных технологий

Параметр	Наклонно-направленная скважина	Горизонтальная скважина
Стоимость, млн. р	30	80
Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	10	30
Обводненность, %	90	65
Допустимая депрессия, атм	-	20
Рентабельность, %	20	25

Детальная оценка экономики и рентабельности приведена в разделе 4.4.

#### 4.3 SWOT-анализ

Основным потребителем результатов проекта являются недропользователи, осуществляющие свою деятельность на территории Западной Сибири. SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он дает четкое представление о ситуации и указывает, в каких направлениях нужно действовать производителю, используя сильные стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости. SWOT-анализ представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта нашего производства

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> 1. Повышение рентабельности скважины 2. Снижение стартовой обводненность скважины 3. Возможность эксплуатации скважин более длительное время	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> 1. Увеличение размеров инвестиций на одну скважины 2. Необходимость более детального контроля проводки скважин
<b>Возможности:</b> 1. Снижение стоимости скважины за счет масштабного тиражирования технологии 2. Использование транзитного фонда для оптимизации инвестиций 3. Использование модификаторов фазовой проницаемости	<b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»</b> 1. Оптимизация стоимости технологии за счет массового тиражирования на схожих активах 2. Применение дополнительных технологий по снижению обводненности 3. Оптимизация CAPEX за счет совместной синергии с другими объектами месторождения	<b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»</b> 1. Инвестиции части денег полученных от снижения технологии на программу исследований. 2. Построение геологической модели целевой зоны на основе транзитных скважин для улучшения понимания работы зоны.
<b>Угрозы:</b> 1. Низкая проницаемость новых зон 2. Недостаточная эффективность работы аквифера 3. Снижение цен на нефть 4. Низкая нефтенасыщенность новых зон	<b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»</b> 1. Снижение стоимости скважин позволяет компенсировать потерю дебита нефти. 2. Формирование системы ППД для длительной эксплуатации скважин	<b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»</b> 1. Бурение от наиболее изученных зон к наименее 2. Использование зарезок боковых стволов для изучения новых зон.

В результате выполнения SWOT-анализа можно сделать вывод о том, что предложенная технология имеет ряд преимуществ, по сравнению со стандартными: значительное повышение рентабельность, возможность снижения инвестиций за счет массового тиражирования технологии.



## 4.3 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических обоснований ключевых направлений вопроса исследований	Руководитель, Инженер
	6	Расчет потенциального эффекта от технологии	Инженер
	7	Оценка возможности тиражирования технологии	Руководитель, Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

#### 4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (4.1)$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{\text{min}i}$  – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{\text{max}i}$  – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{\text{р}i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где  $T_{\text{р}i}$  – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

#### 4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{\text{к}i} = T_{\text{р}i} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4.3)$$

где  $T_{\text{к}i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{\text{р}i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.4)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

В 2019 году 365 календарных дней, из них 105 выходных для и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 105 - 14} = 1,48$$

В таблице 4.4 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 4.4 - Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	$T_p$ , раб. дн.	$T_{ki}$ , кал. дн.
	$t_{\min}$ , чел-дн.	$t_{\max}$ , чел-дн.	$t_{\text{ож}}$ , чел-дн.			
1	2	3	4	5	6	7
Составление и утверждение технического задания	2	3	2,4	Р	2,4	4
Выбор направления исследований	2	3	2,4	Р, И	1,2	2
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	3	2,4	Р, И	1,2	2
Проведение теоретических обоснований ключевых направлений вопроса исследований	6	8	6,8	Р, И	3,4	5



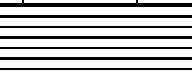


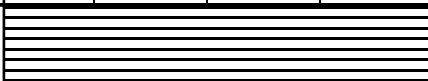



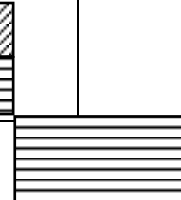
Продолжение таблицы 4.4

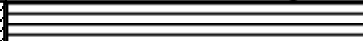
1	2	3	4	5	6	7
Расчет потенциального эффекта технологии от	25	27	25,8	И	25,8	38
Оценка возможности тиражирования технологии	5	7	5,8	Р, И	2,6	3,8
Экономическая оценка полученных результатов Определение целесообразности проведения ВКР	5	7	5,8	Р, И	2,9	4
Составление пояснительной записки Расчет потенциального эффекта технологии от	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
Оценка возможности тиражирования технологии	10	15	12	И	12	18
					65,9	98,8

Р – руководитель; И - инженер

На основе таблицы 4.4 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 4.5

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	$T_{кп}$ , дней	Продолжительность выполнения работ									
			февраль		март			апрель			май	
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4										
Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	2										
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	18										
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2										
Проведение теоретических расчетов и обоснований	Руководитель, Инженер	4										
Расчет потенциального эффекта от технологии	Инженер	38										
Оценка возможности тиражирования технологии на других активах с аналогичными свойствами	Руководитель, Инженер	6										
Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4										
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер	4										
Составление пояснительной записки	Инженер	18										

Руководитель	Инженер
	

#### 4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

##### 4.4.1 Расчёт материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проектировании системы разработки нефтяных оторочек, а именно канцелярских принадлежностей (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Затраты на материал, руб
Ручика	шт.	1	30	30
Тетрадь	шт.	2	30	60
Бумага	лист.	200	2	400
Папка	шт.	1	20	20
Итого				510

##### 4.4.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ

Расчеты по приобретению оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Бюджет на приобретения оборудования

№	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования, шт	Цена единицы оборудования, тыс. руб	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПК	1	43,000	43,000
Итого				43,000

##### 4.4.3 Расчет амортизационных отчислений

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} \cdot 366} = \frac{43000 \cdot 49}{3 \cdot 366} = 1918,94 \text{ руб.} \quad (4.5)$$

#### 4.4.4 Основная заработная плата исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$З_{\text{полн}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

где  $З_{\text{осн}}$  - основная заработная плата

$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot З_{\text{осн}}$  - дополнительная заработная плата

Размер основной заработной платы находится из выражения:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p; \quad (4.7)$$

где  $З_{\text{дн}}$  - среднедневная заработная плата

$T_p$  - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим сотрудником

Размер средней заработной платы рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}; \quad (4.8)$$

где  $З_{\text{м}}$  - заработная плата за 1 месяц

$M$  - количество месяцев работы без отпуска

$F_{\text{д}}$  - фонд научно-технического персонала

Заработная плата научно-технического специалиста рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_p; \quad (4.9)$$

где  $З_{\text{ТС}}$  - заработная плата по тарифной ставке

$k_{\text{пр}}$  - премиальный коэффициент 0,3;

$k_{\text{д}}$  - коэффициент надбавок и доплат 0,2

$k_{\text{р}}$  - районный коэффициент (для Томска 1,3);

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{33150 \cdot 11,2}{366 - 118 - 28} = 1688 \text{ руб};$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1688 \cdot 49 = 82694 \text{ руб};$$

$$З_{\text{п}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} + 0,15 \cdot З_{\text{осн}} = 82694 + 0,15 \cdot 82694 = 95098 \text{ руб}.$$

Руководитель имеет оклад равный 26300 рубля. С учётом этого, рассчитаем размер основной заработной платы руководителя НТИ:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{51285 \cdot 10,4}{366 - 66 - 56} = 2186 \text{ руб};$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 2186 \cdot 8 = 17487 \text{ руб};$$

$$З_{\text{п}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} + 0,15 \cdot З_{\text{осн}} = 17487 + 0,15 \cdot 17487 = 20110 \text{ руб}.$$

#### 4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.8.



Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Инженер	82694	12404
Руководитель	17487	2623
Коэффициент отчислений	0,30	
Итого	$Z_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (82694 + 12404 + 17487 + 2623) =$ $= 34562,63 \text{ руб.}$	

#### 4.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей} - 5) \cdot 0,16 = (510 + 43000 + 1918,94 + 98098,31 + 20110,45 + 34562,63) \cdot 0,16 = 31712,1 \text{ руб.}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент учитывающий накладные расходы;

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

#### 4.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Бюджет затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб	Доля в %
Расчет материальных затрат, НТИ	510	0,3
Расчет амортизационных отчислений	1918,94	1,0
Расчет затрат на заработную плату инженера	95098,31	51,7
Расчет затрат на заработную плату руководителя	20110,45	10,9
Расчет затрат на отчисления в внебюджетные фонды	34562,63	18,8
Расчет накладных расходов	31712,1	17,2
Бюджет затрат НТИ	183912,43	100,0

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

#### Выводы по разделу

1. При оценке коммерческого потенциала и научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения были установлены потенциальные потребители результатов исследования – нефтедобывающие компании, которые осуществляют добычу углеводородов из нефтяных оторочек.

2. При анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения в качестве перспективной предлагается бурение горизонтальных скважин с ограничением по забойному давлению.

3. На основе SWOT-анализ выделены основные способы оптимизации работ и борьбы с потенциальными рисками.

4. При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а так же разработан алгоритм составления этапов работ.

5. Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и разработке графика проведения научных работ было установлено 65,9 рабочих дней, 98,8 календарных.

6. При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 183912,43 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям

7. Амортизационные отчисления составили 1918,94 руб. ПК: первоначальная стоимость 43000 рублей; срок полезного использования для машин офисных код 330.28.23.23 составляет 2-3 года, берем 3 года; планируем использовать ПК для написания ВКР в течение 49 дней.

#### 4.5 Влияние применения горизонтальных скважин на эффективность разработки месторождений с нефтяными оторочками

##### 4.5.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи

В данной главе приводится сравнение бурения горизонтальной скважины с контролем по забойному давлению и наклонно-направленной скважины.

Несмотря на то что горизонтальная скважина стоит дороже, она имеет более высокий стартовый дебит, а также возможность размещения работающей части ствола в продуктивном интервале, что существенно снижает обводненность.

Снижение депрессии позволяет избегать образования водяных и газовых конусов.

Стоимость нефти взята актуальной на 04.05.2020, стоимость скважин – типовая для месторождения X. Принятые для расчетов параметры приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Исходные данные для расчета

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
1	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 04.05.2020 г.	руб./долл.	75
2	Цена реализации нефти), Томская область	руб. за тонну	10000
3	Цена реализации нефти	\$ за баррель	28
5	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,2
6	Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны	*	0,85
7	Количество дней работы скважины в год,	дни	347
8	Норма рентабельности,	%	20
9	Налог на прибыль	%	20
10	Срок действия лицензионного соглашения	лет	25
11	Среднесуточный дебит нефти наклонно-направленной скважины (факт), м <sup>3</sup> /сут	10	
12	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), м <sup>3</sup> /сут	30	
13	Объём дополнительных капитальных вложений, млн. руб.	50	
14	Увеличение эксплуатационных затрат в результате внедрения многостадийного гидравлического разрыва пласта, млн. руб.	0,2	

Дальнейшие расчеты приведены в соответствии с методическими рекомендациями НИ ТПУ на основе приведенных выше данных.

#### 4.5.2 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, \quad (4.10)$$

где  $I_0$  – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

$I_1$  – финансирование геологоразведочных работ, млн. руб.;

$I_2$  – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

$I_3$  – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

$I_4$  – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Qi, \quad (4.11)$$

где  $I_k$  – капитализация затрат, млн. руб.;

$s$  – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

$Q$  – прирост доказанных запасов нефти в  $i$ -том году, млн.тонн;

$n$  – Период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_o = q * F * \sum_{i=1}^n k \quad (4.12)$$

где  $R_o$  – выручка от реализации, млн. руб.;

$q$  – Среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

$F$  – Количество рабочих дней в году;

$k$  – Количество вводимых скважин в  $i$ -том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль ( $p$ ) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4.13)$$

$p_i$  – Прибыль в  $i$ -том году;

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = p_i / I_i \quad (4.14)$$

$I_i$  – Объем инвестиций в  $i$ -том году;

Срок окупаемости  $T_p$  (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / p_i \quad (4.15)$$

Выручка от реализации продукции ( $B_t$ ) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$B_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)^t \quad (4.16)$$

где  $C_n$ ,  $C_g$  - соответственно цена реализации нефти и газа в  $t$ -м году тыс. руб.;

$Q_n$ ,  $Q_g$  - соответственно добыча нефти и газа в  $t$ -м году тыс. тонн.

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объема производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объема производства.

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья, материалов, энергии, топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее. Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать двумя способами: *absorption costing* (традиционный способ, с полным распределением затрат); *marginal costing* (маржинальный метод, по переменным издержкам).

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и, если готовая продукция не реализована, остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании *absorption costing* в период роста объёма продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии,

что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе absorption costing прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства. Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные, и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю.

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost- profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдёт с финансовыми результатами, если определённый уровень производительности (дебит скважины) или объём производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход



продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B / (w - a), \quad (4.17)$$

где  $T_k$  – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

$B$  – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

$w$  – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

$a$  – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта (таблица 4.11).

Как видно из приведенных выше расчетов предложенная технология позволяет увеличить рентабельность более чем на 5% и окупается уже через 6 месяцев.

Таблица 4.11 - Результаты расчета порога рентабельности

Показатели	Проект		
	до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
Основные экономические показатели			
Капитальные затраты на мероприятие	50	100	50
Выручка от реализации, млн. руб.:	34,70	104,10	69,40
- себестоимость добычи;	27,76	77,96	50,20
- прибыль	6,94	26,14	19,20
Эффективность от деятельности			
Рентабельность, %	20,0	25,1	5,1
Срок окупаемости капитальных вложений, лет		6 месяцев	

Более детально расчеты прироста дебиты приведены в главе 3, ожидаемый прирост накопленной добычи превышает 30 тыс. т на одну скважину.

Расчет порога рентабельности приведен в таблице 4.12 и на рисунке 4.1. Порог рентабельности составил 58000.

Расчет точки безубыточности приведен в таблице 4.13 и рисунке 4.2, значение составило 5800 т.

Таблица 4.12 - Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	104100
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	26140
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	77960
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	46776
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	31184
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	57324
7.Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	55000
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	58000
9.Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.	Зфу	104047,17
- в натуральном выражении, тыс. руб		49100,00

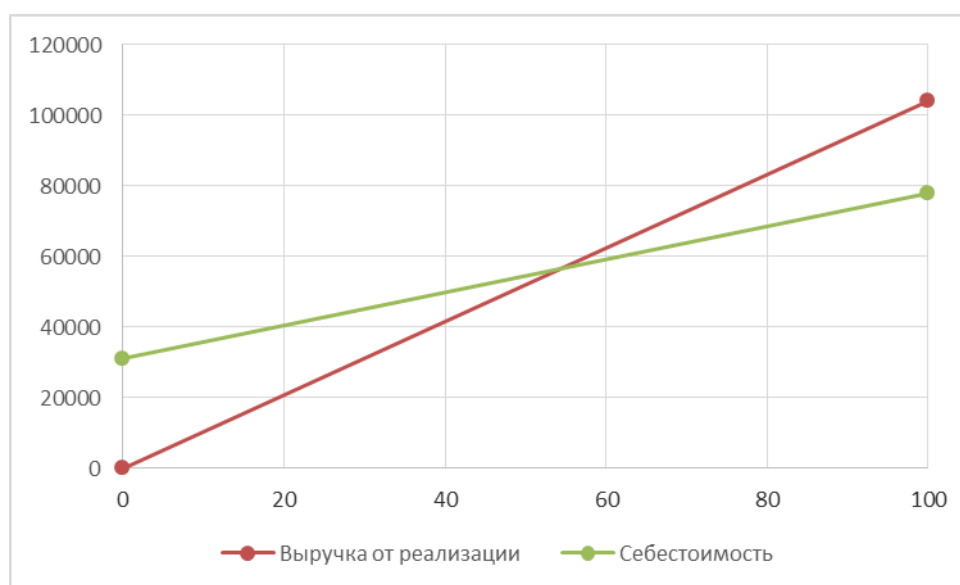
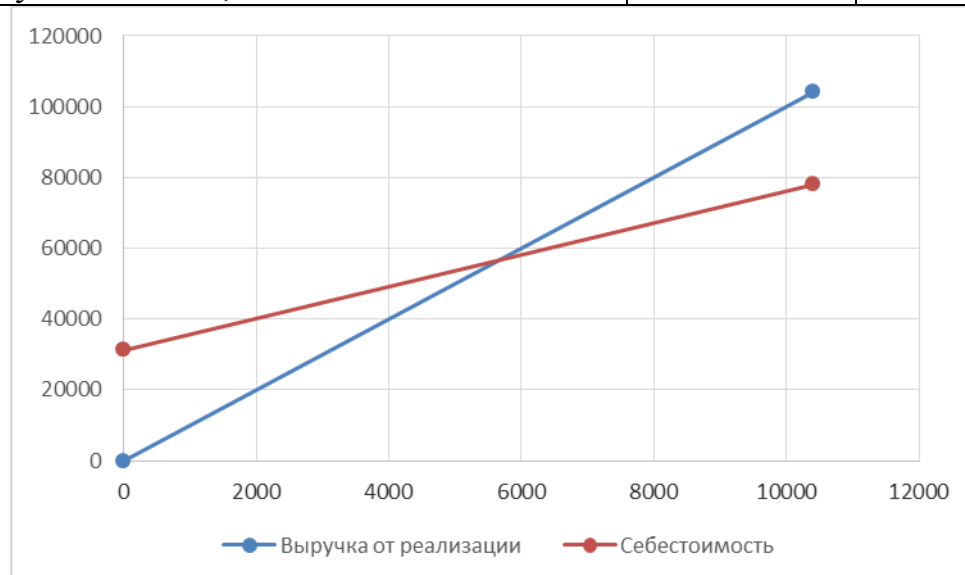


Рисунок 3.12 – График порога рентабельности

Таблица 4.13 - Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	104100,00
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	26140,00
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	77960,00
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	a	4493,4
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	31184
6.Цена 1 тонны, руб.	w	10000
7.Объем добычи, тонн в год	Q	10410
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	5800,0



#### 4.5.2.1.1 График точки безубыточности проекта

Вывод:

В результате проведения мероприятия прирост дебита составил 20 м<sup>3</sup>/сут, рентабельность возросла с 20% до 25% (50 млн. р). Помимо увеличения рентабельность проекта произошло увеличение добычи, в связи с этим технология может быть признана эффективной.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б63Т	Давыдкин Р.В.

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ технологий разработки нефтяных оторочек с применением горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является алгоритм по подбору оптимальной технологии разработки нефтяных оторочек при помощи горизонтальных скважин.
--	---

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия	Рассмотрены нормы трудового законодательства касающиеся ненормированного рабочего дня и работ в ночное время. Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). Рассмотрена компоновка рабочего места для выполнения работ с использованием ЭВМ. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ
<b>2. Производственная безопасность:</b> а. Анализ выявленных вредных и опасных факторов б. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Производственное освещение 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 3. Повышенный уровень шума и вибрации Опасные факторы: 1. Электрический ток 2. Химический уровень воздействия вредных веществ 3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования
<b>3. Экологическая безопасность</b>	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении выбранных скважин) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти при эксплуатации скважин) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	Рассмотрено возникновение пожаров

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б63Т	Давыдкин Р.В.		

## 5 Социальная ответственность

### 5.1 Общие сведения о месторождении

Реализация выбранной технологии планируется на месторождении Х, расположенном в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 70 км к северо-востоку от г. Нижневартовска.

Ближайшим к рассматриваемому месторождению является разрабатываемое Самотлорское месторождение нефти и газа, а вблизи северной его границы расположено Мало-Черногорское месторождение.

Непосредственно через площадь месторождения проходят нефтепровод и бетонная дорога, связывающие г. Нижневартовск с г. Мегион и г. Радужный. Перевозка оборудования и необходимых материалов нефтедобывающих, буровых и других организаций из г. Тюмени осуществляется, в основном, железной дорогой и водным.

По результатам работы рекомендовано применение горизонтальных скважин, что может быть связано с рисками для сотрудников, а также окружающей среды.

### 5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы законодательства содержатся в Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). [11]

В разделе №4 Трудового кодекса содержится информацию о режиме рабочего времени. Для наших работ особый интерес представляет статья 101 «Ненормированный рабочий день» и статья 96 «Работа в ночное время», поскольку в таких условиях проводятся полевые работы.

Ненормированный рабочий день - особый режим работы, в соответствии с которым отдельные работники могут по распоряжению работодателя при необходимости эпизодически привлекаться к выполнению своих трудовых функций за пределами установленной для них продолжительности времени.

Ночным временем считается промежуток с 22-00 до 6-00.

Продолжительность работы в ночное время сокращается на 1 час. Все работники должны быть в письменной форме ознакомлены с тем, что работы будут проводиться в ночное время.

Эргономические требования по данному вопросу содержатся в ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [12]

Данный стандарт относится к легкой работе сидя, не требующей свободного перемещения работников – соответствует выполняемым работам в рамках исследований.

Высота рабочей поверхности для легких работ для мужчин должна составлять 750 мм, для женщин 700 мм. Высота сиденья – 420 мм.

Монитор должен быть расположен вертикальной плоскости под углом  $\pm 15^\circ$  от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом  $\pm 15^\circ$  от сагиттальной плоскости.

### 5.3 Производственная безопасность

При проведении полевых работ приходится сталкиваться с опасными и вредными факторами, рассмотрим основные из них (таблица 5.1). [13]

Таблица 5.1 - Вредные и опасные факторы при проведении операций ЗБС

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Производственное освещение	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.4.548–96. СП 51.13330.2011 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГН 2.1.5.1315-03
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе			+	
Повышенный уровень шума и вибрации		+	+	
Электрический ток	+	+	+	
Химический уровень воздействия вредных веществ			+	
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования			+	

### *Производственное освещение*

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений (таблица 5.2).

Таблица 5.2 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться

от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [14].

#### *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

Работы проводятся как в летнее, так и зимнее время. Поскольку буровая техника стоит очень дорого, для рентабельной разработки месторождений необходимо проведение работ при любой температуре.

При этом нельзя забывать о безопасности сотрудников, поскольку для данного региона характерны низкие температуры.

В первую очередь все сотрудники должны быть обеспечены специальной утеплённой экипировкой. Помимо этого, время пребывания человека на открытом воздухе не должно отклоняться от предельно допустимых показателей (таблица 5.3). [15]

Таблица 5.3 - Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м <sup>2</sup> (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIa)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	-"
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

#### *Повышенный уровень шума и вибрации*

Многие производственные процессы сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека.



Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБА. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение СИЗ для органов слуха, такие как антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники [16].

#### *Электрический ток*

Электричество – основной источник работы оборудования.

Для избежания коротких замыканий, пожаров, поражений человека электрическим током необходим постоянный контроль и проверка используемого оборудования, поскольку в рамках промысла происходит его дополнительный износ.

Также крайне важно, чтобы все сотрудники проходили регулярный инструктаж по технике безопасности. [17]

#### *Химический уровень воздействия вредных веществ*

Пластовый флюид помимо углеводорода в жидкой фазе содержит газы, оказывающие вредное воздействие на организм человека.

Также дополнительным источником являются закачиваемые флюиды и жидкости ГРП.

Для обеспечения безопасности сотрудников необходимо проводить проверку уровня концентрации вредных веществ в рабочей зоне в соответствии с 7. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. [18]

#### *Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования*

Процесс бурения скважины задействует движущиеся механизмы, опасные для здоровья сотрудников.

В первую очередь необходимо обозначение опасных зон, а также проведение инструктажа по выполнению работ. В зоне действия должны отсутствовать посторонние люди, оборудование должно проходить регулярную проверку.

К работам могут быть допущены только люди, прошедшие инструктаж.

#### 5.4 Экологическая безопасность

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных и проектных документов, и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

##### *Литосфера*

При разработки месторождения (бурения скважин, добычи, проведения гидроразрыва пласта) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

##### *Гидросфера*

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля.

Для обеспечения артезианской водой технологических потребностей строительства эксплуатационных скважин на каждой планируемой кустовой площадке предусматривается бурение по одной артскважине глубиной 170 м. Артезианские воды приурочены к водоносному горизонту разнотернистых песков атлымской и новомихайловской свит, залегающих в интервале глубин 150-165м, защищенных от загрязнения с поверхности глинистыми толщами. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатные, кальциево-магниевые с содержанием железа до 5.8 мг/л..

В целях исключения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении разведочно-эксплуатационных артскважин в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1.0 x 1.0 x 0.1 м бетонируется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артезианских скважин организуется зона санитарной охраны (ЗСО).

### *Атмосфера*

Основная деятельность, планируемая на Советском месторождении – добыча и транспортировка нефти. Основными существующими источниками выброса ЗВ в атмосферу являются:

- факел - организованный источник выбросов углеводородов по метану, диоксида азота, оксида углерода, диоксида углерода, сажи, бенз(а)пирена;
- свеча рассеивания на БКНС - организованный источник выбросов углеводородов по метану;
- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей

арматуры скважин – неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов;

- неплотности соединений ЗРА, насосов и сепараторов, расположенных на площадке УПСВ - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов, бензола, ксилола, толуола;

- нефтепровод - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов; неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры на площадке БКНС - неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов, масла минерального;

- передвижной сварочный пост - неорганизованный источник выбросов оксидов железа, соединений марганца, пыли неорганической, фторидов, фтористого водорода, диоксида азота, оксида углерода, хрома шестивалентного.

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от существующих источников, относятся к 1 – 4 классам опасности.

В условиях равнинного рельефа месторождения и отсутствия препятствий, вытянутых в одном направлении, возможность длительного застоя выбрасываемых ЗВ исключается. Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- сбросом газа с предохранительных клапанов на факел.

## 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее опасным фактором во время реализации рекомендуемой

технологии является бурением горизонтальных скважин, что может стать потенциальным источником чрезвычайных ситуаций.

Воспользуемся методическим документом ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров характеризует и классифицирует основные виды ЧС. [19]

Наиболее опасными ЧС являются:

- выбросы пластового флюида;
- возникновение пожаров;
- обрушение производственных помещений;
- транспортные аварии (опрокидывание буровой техники);

Наиболее опасным и распространенным явлением является выброс пластового флюида на поверхность - неконтролируемое поступление углеводородов на поверхность, которое может стать причиной загрязнения окружающей среды, возгораний на буровой площадке, а также причинению вреда здоровью человека.

Для того чтобы этого не произошло необходимо соблюдение мер по безопасности – в первую очередь расчет потенциальный пластовых давлений и контроль за достаточной плотностью бурового раствора, чтобы избежать неконтролируемого фонтанирования скважины.

Если же в расчетах была допущена ошибка, то необходимо глушение скважин с помощью превентора, препятствующему выходу пластового флюида на поверхность.

Если же произошла ЧС и началось неконтролируемое фонтанирование, в первую очередь необходимо пройти в безопасную зону, сообщить ответственным лицам о произошедшем, и не пытаться что-то починить самостоятельно.

Если рассматривать опасность возникновения пожаров на производстве, то категорирование категорий помещений, зданий и наружных установок по

взрывопожарной и пожарной опасности приводится в СП 12.13130.2009 [20].

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания - на категории А, Б, В, Г и Д.

По пожарной опасности наружные установки подразделяются на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН.

Поскольку объектом является углеводород, то при работе приходится сталкиваться с категориями помещений А и Б.

Основными причинами пожаров могут быть:

1. неисправность электрического технического или производственного оборудования;
2. последствие взрыва, спровоцированного аварийной ситуацией или утечкой взрывоопасных или легковоспламеняющихся веществ;
3. проведение различных технологических процессов, вызывающих искрообразование;
4. самовоспламенение или самовозгорание некоторых веществ и материалов при нарушении правил их хранения и использования;
5. несоблюдение персоналом установленных требований пожарной безопасности, в том числе беспечное и/или безответственное отношение к огню со стороны сотрудников;
6. поджог;
7. человеческий фактор также является одной из основных причин возникновения пожаров на производстве.

Из перечисленных причин пожаров видно, что большинство из них можно избежать соблюдением требований пожарной безопасности – в первую очередь проверкой оборудования, а также не проведения опасных процессов вблизи легковоспламеняемых материалов.

Другой потенциальной причиной пожара может быть деятельность человека – для этого необходимо проведение регулярных обучений и инструктажей, контроль за соблюдением норм пожарной безопасности.

Средства тушения пожара направлены на различные причины

прекращения горения:

- Изолировать очаг горения от поступления воздуха;
- Снизить уровень горения добавлением в воздух негорючих газов, приводя концентрацию кислорода в воздухе до уровня прекращения горения;
- Охладить очаг огня до температур, прекращающих химическую реакцию горения;
- Интенсивно тормозить скорость химической реакции в огне;
- Осуществлять механический срыв пламени воздействием сильными струями газообразных и водяных смесей;
- Создавать условия преграждения пути огня, сужать распространение пламени до узких каналов.

Средства пожаротушения – это комплекс технических средств, которые предназначены локализовать и тушить загорание на начальной стадии распространения огня, ликвидировать развившийся пожар. Все средства, входящие в состав системы пожаротушения, включаются в проектирование инженерных систем на этапе планирования строительства зданий, жилых микрорайонов, промышленных предприятий.

Средства пожаротушения бывают:

- Первичные;
- Передвижные;
- Автоматические;
- Стационарные.

Все они имеют повышенную огнегасительную эффективность, используются в строительстве зданий и сооружений различного назначения.

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- Ручные огнетушители разного типа действия;
- Пожарные стволы, скатки рукавов для подачи воды;
- Система пожарных трубопроводов;
- Ящики песка или инертной пыли.

К передвижным средствам пожаротушения относятся:

- Передвижные установки пенного или порошкового типа с необходимым запасом огнегасительного вещества;
- Транспортные или транспортируемые автомобили пожарного назначения; которые предназначены для работы пожарных расчётов;
- Пожарные самолёты, вертолёт;
- Пожарные суда, мотопомпы;
- Технические средства - тягачи, прицепы – приспособленные для установки специализированного оборудования; [21]

Помещения, в наибольшей степени подверженные рискам пожара должны оборудоваться различными средствами – ручными огнетушителями, пожарными трубопроводами, пожарными вертолетами.

#### *Заключение*

Выполненная работа может быть разделена на две части – теоретическая (расчетная) и практическая (реализация работ в поле).

В работе описан процесс правильного оборудования своего рабочего места для проведения расчетов, выявлены основные вредные и опасные факторы, которым человек может подвергаться во время полевых работ, а также описаны правила поведения во время чрезвычайных ситуаций.

Также описан ряд мероприятий, которые необходимо реализовать для обеспечения безопасности окружающей среды.



## Заключение

В рамках изучения объекта исследования выявлены основные проблемы – низкая рентабельность из-за невозможности применения ГРП, конусообразования при превышении дебита выше критического, снижения продуктивности скважины за счет увеличения доли нефтяной и газовых фаз в призабойной зоне пласта.

Скрининг Российского и мирового опыта разработки нефтяных оторочек показал перспективность применения горизонтальных скважин.

Проводка скважин на удалении от ГНК и ВНК позволяет отсрочить конусообразование, а более высокая по сравнению с наклонно-направленными скважинами продуктивность дает возможность эксплуатировать скважины с дебитом не превышающим критический.

По проведенным расчетам оптимального режима эксплуатации горизонтальных и наклонно-направленных скважин выявлено, что критический дебит горизонтальных скважин в 8 раз ниже аналогичного для наклонно-направленных. При этом более высокая продуктивность и увеличение зоны дренирования позволяет повысить конечный КИН.

Также в рамках работы выполнена экономическая оценка эффективности применения технологии, в результате проведения мероприятия прирост дебита составил  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ , рентабельность возросла с 20% до 25% (50 млн. р). Помимо увеличения рентабельность проекта произошло увеличение добычи, в связи с этим технология может быть признана эффективной.

## Список используемых источников

1. С.В. Колбиков Оценка факторов, влияющих на разработку нефтяных оторочек / SPE 160678, 2012 г. -12 с.
2. В.В. Васильев, Н.Н. Иванцов, К.Г. Лапин, А.В. Аржиловский, Способы повышения нефтеотдачи тонких подгазовых оторочек высоковязкой нефти В //Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 27–31.
3. Н.Н. Иванцов, А.А. Гильдерман, А.О. Гордеев, Л.А. Гайдуков Перспективы вовлечения в разработку тонких подгазовых оторочек высоковязкой нефти//Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 3. – С. 64–72.
4. Пат. № 2547530 РФ. Способ разработки газонефтяных залежей/ А.С. Тимчук, Н.Н. Иванцов; заявитель и патентообладатель ООО «ТННЦ». –№ 2013142794/03; заявл. 19.09.13; опубл. 10.04.15.
5. Язьков А.В., Кудрин П.А., Поушев А.В., Нероденко Д.Г., Миницаев Ф.М Применение горизонтальных скважин со сложным заканчиванием как один из способов эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти тонких подгазовых оторочек с подошвенной водой / SPE-181907-RU) 2016 г. – 14 с.
6. Д.А. Сугаипов, О.С. Ушмаев, М. В. Федоров Интегрированный подход к разработке маломощных нефтяных оторочек в Западной Сибири / SPE-196747-RU 2019 г.
7. Иванцов Н.Н., Стрекалов А.В. Особенности численного моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти//Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 69–73.
8. Сугаипов Д.А., Баженов Д.Ю., Девятьяров С.С., Ушмаев О.С., Перевозкин И.В., Федоров М.В., 2016. Интегрированный подход к разработке нефтяных оторочек Новопортовского месторождения. / Нефтяное хозяйство-2016-12: - с. 60-63.

9. М.М. Хасанов, О.С. Урмаев, Д.А. Самоловов, В.В. Овчаров, Д.Н. Дмитрук, Т.Н. Тимофеева, Ц.В. Анджукаев Метод определения оптимальных параметров системы разработки газонефтяных зон нефтяных оторочек (Газпром нефть) / SPE 166898 2013 г. –20 с.
10. С. Богданов, С. Делия, Д. Лацин, М. Ахметов, Ю. Гагаев, А. Удодов, Бурение скважин с большим отходом мирового класса в северной части Каспийского моря / SPE 1620992012, 2015. – 15с.
11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 7.12.2018)
12. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
13. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
14. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
15. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
16. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
17. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
18. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.
19. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
20. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
21. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности